



Europäischer Windatlas

Troen, Ib; Lundtang Petersen, Erik

Publication date:
1990

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Troen, I., & Lundtang Petersen, E. (1990). *Europäischer Windatlas*. Risø National Laboratory.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Europäischer Windatlas

Meteorology and Wind Energy Department
Risø National Laboratory
P.O. Box 49
DK-4000 Roskilde
Denmark

Phone +45 42 37 12 12
Telex 43 116
Telefax +45 42 37 01 15

KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN
GEMEINSCHAFTEN

EUROPÄISCHER WINDATLAS

Ib Troen und Erik Lundtang Petersen



Veröffentlicht für die Kommission der Europäischen Gemeinschaften
Generaldirektion für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung
Brüssel, Belgien

durch Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark

Europäischer Windatlas

Copyright © 1990 durch Risø National Laboratorium.

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Veröffentlichung darf ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des Risø National Laboratoriums reproduziert, in einem Datenbanksystem gespeichert oder in irgendeiner Form oder durch irgendwelche Mittel übertragen werden. Die beigelegte Diskette darf einzig für Backup-Zwecke kopiert werden.

RECHTLICHE VERWENDUNG

Weder die Kommission der Europäischen Gemeinschaften, noch das Risø National Laboratorium, noch irgendeine Person, die im Namen der Europäischen Gemeinschaften oder von Risø handelt, ist verantwortlich für die eventuelle Anwendung der in dieser Veröffentlichung dargestellten Information.

Koordination: Niels G. Mortensen

Übersetzung: Jürgen Schmid und Helmut Schmidt

Einbandgestaltung: Torben Ebbesen

Zeichnungen: Søren Rasmussen

Typographie: Mogens Arrildt

Druck und Einband: Jyllinge Bogtrykkeri

ISBN 87-550-1636-7

Printed in Denmark

Vorwort

Der Europäische Windatlas ist ein wichtiger Beitrag der Europäischen Gemeinschaften zur Unterstützung des Marktes für die Elektrizitätserzeugung mit Hilfe von Windturbinen in Europa und für die Entwicklung der dazugehörigen Technologien und Systeme.

Dieser Atlas vervollständigt die Informationen, die bisher in mehreren nationalen Windatlanten veröffentlicht wurden. Er wird ein wichtiges Werkzeug für alle diejenigen darstellen, die sich mit der Windenergie-Nutzung in der Gemeinschaft beschäftigen. Die Daten in diesem neuen Europäischen Atlas sind weitaus detaillierter als diejenigen früherer Arbeiten. Darüber hinaus liefert dieser Atlas erstmalig eine zusammenfassende Übersicht über alle EG-Staaten, einschließlich der großen Gebiete mit komplexem Gelände. Die Behandlung der Windverhältnisse in komplexem Gelände kann als wesentlicher Fortschritt betrachtet werden, weil speziell dafür zuverlässige Computer-Programme entwickelt werden mußten.

Die Erstellung dieses Atlases ist ein herausragendes Beispiel der europäischen Kooperation in Wissenschaft und Technologie, die gegenwärtig von der Kommission der Europäischen Gemeinschaften in Brüssel unterstützt wird. Die Arbeit an diesem Atlas wurde durch die Europäische Gemeinschaft 1981 in Auftrag gegeben. Ein europäisches Netzwerk kompetenter meteorologischer und anderer Institutionen wurde für diese Aufgabe installiert. Aufgrund seiner bisherigen Erfahrungen mit der Herstellung des Dänischen Windatlases wurde das Risø National Laboratory in Dänemark mit der Projekt-Koordination betraut. Der Hauptteil der finanziellen Unterstützung für diese Aufgabe wurde von der Kommission zur Verfügung gestellt. Dank der mehrjährigen intensiven Anstrengungen durch mehrere führende europäische Experten und Institutionen auf diesem Gebiet wurde es möglich, das Projekt zu einem sehr erfolgreichen Abschluß zu bringen.

Ich bin sicher, daß alle diejenigen an der zukünftigen Entwicklung der Windenergienutzung in Europa Interessierten diese Arbeit zu würdigen wissen und aus diesen umfangreichen Informationen für ihre zukünftigen Aktivitäten profitieren.

Dr. W. Palz
Leiter der
Abteilung für Erneuerbare Energien
Kommission der Europäischen Gemeinschaften
Brüssel, Belgien

Einführung

Geeignete Gebiete für die Windenergienutzung finden sich in allen Ländern der Europäischen Gemeinschaften. Die wichtigsten Gebiete mit einem hohen Windenergiepotential befinden sich in Großbritannien und Irland sowie dem nordwestlichen Teil des europäischen Kontinents: Dänemark und Norddeutschland, Niederlande, Belgien und Nordwest-Frankreich. Weitere Gebiete dieser Art finden sich in Nordwest-Spanien und dem Hauptteil der griechischen Inseln. Weiterhin gibt es viele Gegenden, speziell im Mittelmeerraum, in denen sich lokale Windsysteme ausbilden, die in Verbindung mit Gebirgsbarrieren zu einem hohen Windenergiepotential führen. Manche dieser Windsysteme dehnen sich über große Gebiete aus: Der Mistral zwischen den Alpen und dem Zentralmassiv in Südfrankreich, der Tramontana nördlich der Pyrenäen in Frankreich und südlich der Pyrenäen im Ebrotal. In anderen Fällen existieren derartige Windsysteme mit geringerer Ausdehnung, können jedoch lokal zu günstigen Windstandorten führen. Von besonderem Interesse sind in Gebirgstälern und Pässen Standorte, an denen eine Erhöhung der Windgeschwindigkeit durch natürliche Konzentrationseffekte erfolgt.

Das für den Windatlas gesammelte und aufbereitete Datenmaterial zeigt deutlich die Existenz großer Bezirke, in denen eine ausgedehnte Windenergienutzung vielversprechend erscheint. Die Methoden, die im Rahmen dieser Arbeit für die Berechnung des Einflusses der Topographie auf die Windgeschwindigkeit entwickelt wurden, haben weiterhin gezeigt, daß eine starke Erhöhung des Windenergiepotentials in gebirgigem Gelände auftritt. Die Methoden für die Berechnung der topographischen Effekte sind der Öffentlichkeit schon vor Erscheinen des Windatlases in Form eines PC-Programms zugänglich gemacht worden. Zusammen mit dem Windatlas bietet dieses Programm eine Basis für die Berechnung des Windenergiepotentials – einschließlich der optimalen Standortbestimmung von Windturbinen – in den europäischen Ländern.

Der Windatlas liefert eine zuverlässige Darstellung über die allgemeine Verteilung der Windressourcen in Europa. In Gebieten wie den Niederlanden, Norddeutschland und Dänemark ermöglicht die relativ einfache Topographie dem Benutzer eine zuverlässige, optimale Standortermittlung mit Hilfe der Daten aus dem Windatlas. In gebirgigem Gelände, wie z.B. Zentralfrankreich, bei dem der Windatlas genügend Informationen liefert, ist die Erfahrung im Umgang mit dem Atlas für gebirgiges Gelände und die Kenntnis der lokalen Bedingungen zur Ermittlung des Windenergiepotentials notwendig. Existieren für solche Gebiete nur spärliche Informationen im Atlas, wie z.B. für das Festland in Griechenland, kann der Windatlas helfen, Gebiete mit einem hohen Windenergiepotential zu identifizieren. Für eine genauere Bestimmung des Potentials sind jedoch weitere Informationen notwendig.

Der Europäische Windatlas ist der erste Versuch, umfassende Verfahren und Daten für die Berechnung des Windenergiepotentials in den Staaten der Europäischen Gemeinschaft bereitzustellen. Er dient als Basis der fortwährenden Bemühungen der Kommission, den Ländern der Europäischen Gemeinschaften zuverlässige Informationsquellen und Rechenverfahren für die Ermittlung des europäischen Windenergiepotentials bereitzustellen.

Inhalt

Der Atlas ist in drei Teile gegliedert, wobei jeder dieser Teile Lesern mit unterschiedlichem Interesse zugedacht ist – vom Laien bis zum professionellen Meteorologen.

Teil I: Die Wind-Ressourcen bieten einen Überblick über das Windklima und über Größe und Verteilung der Windgeschwindigkeiten in den europäischen Ländern. Es wird erwartet, daß dieser Teil für Politiker, Planer und allgemeine Laien nützlich sein kann. Die Beschreibungen, Tabellen und Karten erlauben eine erste schnelle Identifikation von Gegenden mit bevorzugten Windverhältnissen.

Teil II: Die Bestimmung der Wind-Ressourcen gibt Informationen und Erläuterungen, die für die Ermittlung von regionalen Wind-Ressourcen und der lokalen Aufstellung von Wind-Turbinen erforderlich sind. Dieser Teil enthält eine Roh-Statistik von 220 meteorologischen Stationen und die regionale klimatologische Statistik, die von diesen Stationsdaten abgeleitet wurde. Er enthält ebenfalls Methoden für die Ermittlung des Einflusses von unterschiedlichen Geländekonfigurationen, wie z.B. Küsten, Wälder, Hügel und Gebäude. Die unterschiedlichen Anwendungen der Methoden und die regionalen klimatologischen Statistiken werden anhand von Beispielen erläutert. Für das genaue Verständnis dieses Teils ist eine gewisse Kenntnis der Mathematik und der Statistik notwendig. Für konkrete Anwendungen, wie z.B. die Ermittlung eines bestimmten Turbinen-Standortes, wird man meistens feststellen, daß die Umgebungsbedingungen so kompliziert sind, daß eine genaue Bestimmung nur mit Hilfe eines Computers möglich ist. Um solche Berechnungen mit Hilfe von Computern zu erleichtern, enthält die dem Atlas beigelegte Diskette alle notwendigen statistischen Informationen. Im gesamten Teil II werden Beispiele sowohl für relativ einfache Verhältnisse, bei denen die Methoden und statistischen Tabellen direkt verwendet werden können, als auch Bedingungen, bei denen die Berechnungen mit Hilfe eines Personal-Computers durchgeführt werden, gegeben. Diese Beispiele sind mit einem Programm erstellt worden, das speziell für die Herstellung des Wind-Atlases entwickelt wurde. Eine detaillierte Beschreibung dieser *Windatlas Analyse und Anwendungsprogramme* (WASP) können in Teil III nachgelesen werden.

Teil III: Die Modelle und die Analyse ist die Dokumentation des Atlases. Dieser Teil erfordert einige meteorologische und statistische Kenntnisse des Lesers. Er beschreibt, wie die Analyse der Daten und Informationen zu den regionalen klimatologischen statistischen Daten verarbeitet wurden. Kapitel 8 beschreibt die physikalische und statistische Basis für das Wind-Atlas-Modell. Es enthält das geostrophische Windgesetz und die Ähnlichkeits-Theorie für die bodennahe Grenzschicht, eine Theorie über die Änderung der Strömung durch wechselnde Oberflächenbeschaffenheit, ein Modell für die Fernwirkung von Hindernissen auf die Strömung und schließlich ein Modell für die Strömung in hügeligem Gelände. Die statistische Basis beruht auf der Annahme der Anwendbarkeit der Weibull-Verteilungsfunktion auf Winddaten. Deshalb beschreibt dieses Kapitel die Weibull-Funktion und die verwendeten Anpassungsmethoden. In Kapitel 9 wird die Anwendbarkeit des Modells und der Analyse durch eine Anzahl von Vergleichen zwischen gemessenen und berechneten Werten der Windstatistik demonstriert.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
Einführung	6
Inhalt	7
Vorwort und Danksagungen	12
1 Einführung in den Windatlas	15
I DIE WINDRESSOURCEN	27
2 Die Windressourcen Europas	29
2.1 Das Windklima Europas	30
2.2 Die Windressourcen	33
2.3 Erläuterungen zu den Windressourcen-Karten	36
II BESTIMMUNG DER WINDRESSOURCEN	39
3 Allgemeine Konzepte	41
3.1 Die Gelände-Rauhigkeit	42
Die Rauigkeits-Länge	42
3.2 Windschatten hinter Hindernissen	45
3.3 Der Einfluß der Gelände-Höhenvariationen	47
4 Das regionale Windenergie-Potential	53
4.1 Die Anwendung der Windressourcen-Karten	53
Küstenzonen	56
Bergregionen	58
5 Standortbestimmung	61
5.1 Auswahl der Windklimatologie für einen Standort	61
5.2 Die Rauigkeits-Klassifizierung und die Berechnung von Statistiken für einen Standort	63
Berechnung der mittleren Leistungsdichte	64
Berechnung der Weibull-Parameter	65
5.3 Berechnung von Windschatten	73
5.4 Die Orographie	74

6	Energie-Erzeugung	81
6.1	Ermittlung der mittleren Leistung	81
6.2	Leistungsdichte-Funktion	86
6.3	Leistungsdauer-Kurven	86
6.4	Optimierung der Energie-Produktion	88
7	Stations-Statistiken und Klimatologien	95
7.1	Stationsbeschreibung und statistische Tabellen	96
	Stationsbeschreibung	96
	Rohdatenbeschreibung	96
	Regionale Klimatologie und Mittelwerte	97
7.2	Die windklimatologischen Daten	97
7.3	Stations-Statistiken und Klimatologien	99
	Bundesrepublik Deutschland	106
	Radiosonden-Statistiken	140
III	DIE MODELLE UND DIE ANALYSE	147
8	Das Windatlas-Modell	149
8.1	Physikalische Grundlagen	149
	Ähnlichkeitsgesetze für die Grundsicht	150
	Das geostrophische Windgesetz	151
8.2	Die Behandlung stabiler Schichtung im Modell	152
8.3	Das Rauigkeitsmodell	156
8.4	Das Hindernismodell	158
8.5	Das Orographie-Modell	159
8.6	Statistik	163
	Grundlagen	163
	Die Weibull-Verteilung	166
8.7	Das Analyse-Modell des Windatlases	169
8.8	Das Anwendungsmodell zum Windatlas	171
8.9	Meteorologische Daten und Stationsbeschreibung	173
	Statistiken von Radiosonden	176
8.10	Die Grenzen von Daten und Modellen	177
9	Verifikation der Windatlas-Methoden	179
9.1	Stationsvergleiche	179
9.2	Validierung gegen hohe meteorologische Masten	200
10	Literaturverzeichnis	203
10.1	Literaturzitate	203
10.2	Europäische Klimastudien über den Wind	206
	Zitate zur Klimatologie des Windes nach Autoren und Ländern	207
	Nach Ländern geordnete Veröffentlichungen	209

Anhang	216
A Tabelle der verwendeten Symbole	217
B Hilfstabellen	221
C Auswahlkriterien und Fragebogen	233
D Die Datendiskette	239

Vorwort und Danksagungen

Der Europäische Windatlas ist das Ergebnis einer Untersuchung der klimatischen Windbedingungen in den europäischen Ländern.

Die Untersuchungen wurden von 1981 bis zum Datum der Veröffentlichung durch die Mitgliedsländer der Gemeinschaft und mit Förderung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften durchgeführt. Der Windatlas ist Teil des Windenergie Forschungs- und Entwicklungsprogrammes, das durch W. Palz von der Kommission geleitet wird.

Der Atlas ist ein Versuch, die windklimatologischen Daten für die EG-Länder in einer konsistenten und kohärenten Weise wiederzugeben und eine Methode für ihre Benutzung zur Windressourcen-Ermittlung bereitzustellen. Die Kommission sieht vor, den Atlas später durch weitere Datensätze zu erweitern und ihn auch auf andere Länder auszudehnen.

Das Nationale Forschungszentrum Risø in Dänemark war für die gesamte Projektkoordination und die theoretische Ausarbeitung, die numerische Modellierung, die Daten-Analyse und die Darstellung verantwortlich. Die Hauptverantwortlichkeit der teilnehmenden Länder bestand in der bestmöglichen Bereitstellung von meteorologischen Daten und in der Beschreibung der meteorologischen Stationen. Diese Länder beteiligten sich auch an der kritischen Durchsicht und an der Diskussion der vorgestellten Arbeit. Zur Zeit der Veröffentlichung bestand die Arbeitsgruppe aus folgenden Mitgliedern:

Ludo van der Auwera
Koninklijk Meteorologisch Instituut
Brüssel, Belgien

Liam Burke
Meteorological Service
Dublin, Irland

Philippe Duchêne-Marullaz
Centre Scientifique et Technique
du Bâtiment
Nantes, Frankreich

Demetrios Lalas
Lamda Technical, Ltd.
Athen
Griechenland

Alfredo Lavagnini
Istituto di Fisica dell'Atmosfera
Rom
Italien

Casimiro Mendes
Instituto Nacional de Meteorologia
e Geofísica
Lissabon, Portugal

Bill Moores
Meteorological Office
Bracknell
England

Pablo Moreno
PMSA Compañía Española
de Investigación en Energía
Madrid, Spanien

Erik Lundtang Petersen
Risø National Laboratory
Roskilde, Dänemark

Ib Troen
Risø National Laboratory
Roskilde, Dänemark

Monika Ulbricht-Eissing
Deutscher Wetterdienst, Seewetteramt
Hamburg
Bundesrepublik Deutschland

Jon Wieringa
Koninklijk Nederlands
Meteorologisch Instituut
De Bilt, Niederlande

Die Studie wurde ebenfalls unterstützt von den folgenden Personen, die entweder aktiv für eine bestimmte Zeit in der Arbeitsgruppe oder an einem oder mehreren Gruppentreffen beteiligt waren:

Belgien:	L. Malet
Bundesrepublik Deutschland:	H. Schmidt und W. Thommes
Dänemark:	N.O. Jensen, S.E. Larsen und N.G. Mortensen
Frankreich:	C. Sacré
Großbritannien:	B. Shearman und R.J. Adams
Italien:	G.A. Dalu und A.M. Sempreviva
Niederlande:	A.P. van Ulden

Der statistische Teil für Italien wird mit Erlaubnis der Ente Nazionale per l'Energia Elettrica gebracht. Wir bedanken uns für die Zusammenarbeit mit G. Botta dieser Institution. A. Restivo, Universität von Porto, lieferte Daten vom Ferrel-Mast in Portugal; B. Tammelin, vom finnischen Meteorologischen Institut, lieferte Daten vom Kivenlahti-Mast in Finnland; G. Tunell vom schwedischen Energie-Versorgungsunternehmen und R. Krieg vom schwedischen Meteorologischen und Hydrologischen Institut lieferten Daten vom Näsudden-Mast in Schweden; K. Hedegård vom Dänischen Meteorologischen Institut lieferte Informationen von den dänischen Stationen; J.A. Børresen vom Norwegischen Meteorologischen Institut lieferte Daten und Informationen über den geostrophischen Wind über der Nordsee und R. Smith von der Yale Universität, USA, lieferte am Anfang des Projekts Beiträge über den Effekt von Bergen auf die Windströmungen. Die Landkarten und Informationen über das relative Relief von Europa sind mit Erlaubnis von Esselte Map Service, Schweden, reproduziert worden. Für alle diese Beiträge möchten wir uns herzlich bedanken.

Viele unserer Kollegen in der Abteilung für Meteorologie und Windenergie vom Nationalen Forschungszentrum in Risø leisteten hilfreiche Beiträge durch konstruktive Kritik und Vorschläge. Wir möchten hier speziell Niels Otto Jensen und Niels Gylling Mortensen danken. Zwei der fundamentalen Modelle für die Berechnung des Windatlases (das Modell für die Änderung der Oberflächen-Rauhigkeit und das Modell für die Strömung über Hügel) hätte ohne die aktive Mitarbeit von Niels Otto Jensen nicht verwirklicht werden können.

Die endgültigen Berechnungen und Darstellungen der Ergebnisse sowie Schriftbild und Zusammenstellung des Atlases sind in großem Maße Niels Gylling Mortensen's Geschick zu verdanken.

Im Endstadium der Manuskripterstellung lieferte L. Crossby wichtige linguistische Hilfestellung.

Ein spezieller Dank gilt den Kollegen in den verschiedenen Abteilungen von Risø, die bei vielen praktischen Aufgaben, wie photographische Arbeiten, Computerunterstützung, das Zeichnen von Karten, Schreiben und Photokopieren und viele andere Dinge, hilfreich waren.

An dieser Stelle möchten wir die ausgezeichnete Zusammenarbeit mit W. Palz von der Kommission erwähnen, dessen kontinuierliche Unterstützung sowohl bei der wissenschaftlichen als auch bei der administrativen Arbeit und durch sein nie nachlassendes Interesse an dieser Arbeit einen unermeßlichen Beitrag geliefert hat.

Wir möchten ebenfalls die gute Zusammenarbeit erwähnen, die wir mit W. Schnell, E. Van der Voort und G. Caratti von der Kommission und B. Rasmussen als Berater der Kommission hatten. Mit großem Bedauern erfuhren wir im November 85 die traurige Nachricht vom Tode Werner Schnells. Sein außerordentliches Interesse am Windatlas-Projekt war eine große Hilfe und wir werden ihn vermissen.

Wir hoffen, daß diese Veröffentlichung zu einer anerkannten, wenn auch noch nicht ganz vollständigen Basis für die Berechnung der Wind-Ressourcen in der EG wird. Dies war das Ziel der Kommission und der Arbeitsgruppe für den Windatlas während der sieben Jahre dauernden Arbeiten. Wir danken der Kommission, daß sie während der vielen Jahre der Projektdauer das Vertrauen in unsere Arbeit nicht verloren hat und daß sie uns die notwendige finanzielle Unterstützung gewährt hat.

Weiterhin möchten wir die ausgezeichnete und inspirierende Zusammenarbeit mit unseren Kollegen und Freunden in der Arbeitsgruppe erwähnen.

Mehrere Modelle für die Analyse wurden speziell für diese Studie entwickelt. Die Methode des geostrophischen Windgesetzes und der Ähnlichkeitsgesetze für die Grundsicht wurde niemals zuvor auf große und topographisch inhomogene Regionen angewendet. Wir sind deshalb während der Studie auf unbekanntes Gelände vorgedrungen, manchmal mit der fehlenden Zuversicht, daß die Studie jemals zu einem akzeptablen Resultat führen oder weil die vielen Komplikationen dieses unmöglich machen und dazu zwingen würden, zu einfachen traditionellen Methoden der Datenanalyse zurückzukehren. Nach unseren langen stillen Perioden des Nachdenkens war die Arbeitsgruppe immer zu Diskussionen und Hilfestellungen bereit; dafür möchten wir uns herzlich bedanken.

Die Erfahrung, die wir durch diese Arbeit gewonnen haben, zeigt an, daß die abgeleiteten klimatologischen Statistiken in zufriedenstellender Weise für die meisten praktischen Zwecke anwendbar sind, und zwar oft viel besser als vorhersehbar. Wir erwarten, daß der Europäische Windatlas zu einer nützlichen Informationsquelle wird. Die Teilnahme an seiner Herstellung war ein Vergnügen, ein Privileg und brachte uns eine Erweiterung unseres Wissens.

Risø National Laboratory, Dänemark

Ib Troen und Erik Lundtang Petersen

Kapitel 1

Einführung in den Windatlas

Das Ziel des Europäischen Windatlasses ist es, eine meteorologische Basis für die Ermittlung der Windenergie-Ressourcen zu bilden. Hauptaufgabe ist dabei die Bereitstellung geeigneter Daten für die Potentialermittlung zur Windenergienutzung mit Hilfe von Windturbinen. Zusätzlich liefert der Windatlas Daten und Anleitungen für die meteorologischen Aspekte einer detaillierten optimalen Standortbestimmung für große und kleine Windturbinen.

Eine wichtige Eigenschaft der Windenergie ist, daß die Ausgangsleistung einer Windturbine proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist. Deshalb sind die Anforderungen an die Genauigkeit der Windgeschwindigkeits-Statistiken für die Ermittlung der Windenergie höher als für die meisten anderen Anwendungen.

Eine andere bemerkenswerte Eigenschaft des Windes sind die saisonalen und von Jahr zu Jahr variierenden Wind-Konditionen. Eine genaue Bestimmung der Windklimatologien muß diese Variationen berücksichtigen, deshalb müssen die Winddaten über mehrere Jahre geprüft werden.

Aus diesem Grund erfordern die Windenergieberechnungen Langzeitserien von Windgeschwindigkeits-Daten mit hoher Qualität. Glücklicherweise standen der zu diesem Windatlas führenden Studie Auswahlmöglichkeiten hochqualitativer Datensätze aus guten Messungen von Flughäfen, synoptischen und klimatologischen Stationen und Feuerschiffen von ganz Europa zur Verfügung.

Die Windgeschwindigkeitsmessung an einer bestimmten meteorologischen Station ist hauptsächlich durch zwei Faktoren bestimmt: das Gesamtwettersystem, das sich gewöhnlich über mehrere hundert Kilometer erstreckt, und die unmittelbare Topographie im Bereich einiger Kilometer um die Station. Genau gesagt, kann die direkte Benutzung der Windgeschwindigkeit zur Energieberechnung nur für den Standort verwendet werden, an dem die Windmessung vorgenommen wurde. Die Anwendung der gemessenen Windgeschwindigkeiten auf Windenergieberechnungen für eine Region erfordert deshalb Methoden für die Transformation dieser Windgeschwindigkeits-Statistik. Im Rahmen der Arbeiten zum Windatlas wurde viel Aufwand in die Entwicklung solcher Methoden eingebracht, die zu

einem zuverlässigen Satz von Modellen für die horizontale und vertikale Extrapolation von meteorologischen Daten und die Ermittlung der Windenergie geführt haben. Die Modelle basieren auf den physikalischen Prinzipien der Strömung in der atmosphärischen Grenzschicht und sie berücksichtigen die Auswirkungen unterschiedlicher Oberflächenverhältnisse, die Abschirmungseffekte durch Gebäude oder andere Hindernisse sowie die Beeinflussung der Windströmung durch Höhenunterschiede im Gelände um die betreffende meteorologische Station. Abbildung 1.1 zeigt den Gebrauch des Modells, das auf der Basis gemessener Winddaten die regionale Windklimatologie berechnet. Die Abbildung zeigt ebenfalls die Anwendung des Windatlases für Fälle, bei denen die regionalen Windklimatologien als Input für die Modelle benutzt werden, um standortspezifische Windklimatologien zu bestimmen. Die Modelle sind in Kapitel 8 detailliert beschrieben.

Mehr als zweihundert meteorologische Stationen innerhalb der Mitgliedsländer der Europäischen Gemeinschaft wurden für die Berechnung der regionalen Windklimatologien ausgewählt. Die Ergebnisse von 208 dieser Stationen sind in Kapitel 7 dargestellt: *Statistiken und Klimatologien der einzelnen Stationen*. Die Stationen sind auf den Windenergie-Karten in Kapitel 2 dargestellt sowie in Tabelle 7.1 aufgelistet. Für jede Station wurde ein Datensatz meteorologischer Messungen geliefert, der über einen Zeitraum von ungefähr 10 Jahren 3-stündliche Messungen beinhaltet. Zusätzlich wurde eine genaue Beschreibung ihrer Umgebung mit folgenden Punkten zusammengestellt:

- Geländeklasse, z.B. Wasserflächen, offenes Gelände, Wälder usw.
- abschirmende Hindernisse, wie z.B. Gebäude oder windbrechende Gebilde, in der Nähe
- Variationen der Geländehöhe (Orographie)

Die Klassifizierung des Geländes erfolgte durch vier Rauigkeitsklassen, wobei jede dieser Klassen einem typischen Gelände entspricht. Diese Rauigkeitsklassen sind beschrieben und dargestellt in den Abbildungen 1.2–1.5; sie geben zusätzlich die Beziehung zwischen der Rauigkeitslänge und der Rauigkeitsklasse an, wobei die Rauigkeitslänge der üblichen Beschreibung für die Geländerauhigkeit entspricht.

In Kapitel 7 ist für jede Station eine Beschreibung zusammen mit der Rauigkeitsklassifizierung dargestellt. Zusätzlich wird eine Analyse der gemessenen Daten in Form der Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeiten in zwölf Richtungssektoren und stündlichen Mittelwerten für jeden Monat gegeben.

Für die Berechnung der regionalen Klimatologien wurden die Stationsbeschreibungen und die Modelle für die Transformation der gemessenen Datensätze der Windgeschwindigkeit und Richtung jeder Station auf Werte umgerechnet, die man erhalten würde, wenn die Stations-Umgebungsbedingungen folgende wären:

- flaches und gleichmäßiges Gelände
- keine Hindernisse in der Nähe
- und durchgeführte Messungen in den Höhen von 10, 25, 50, 100 und 200 m.

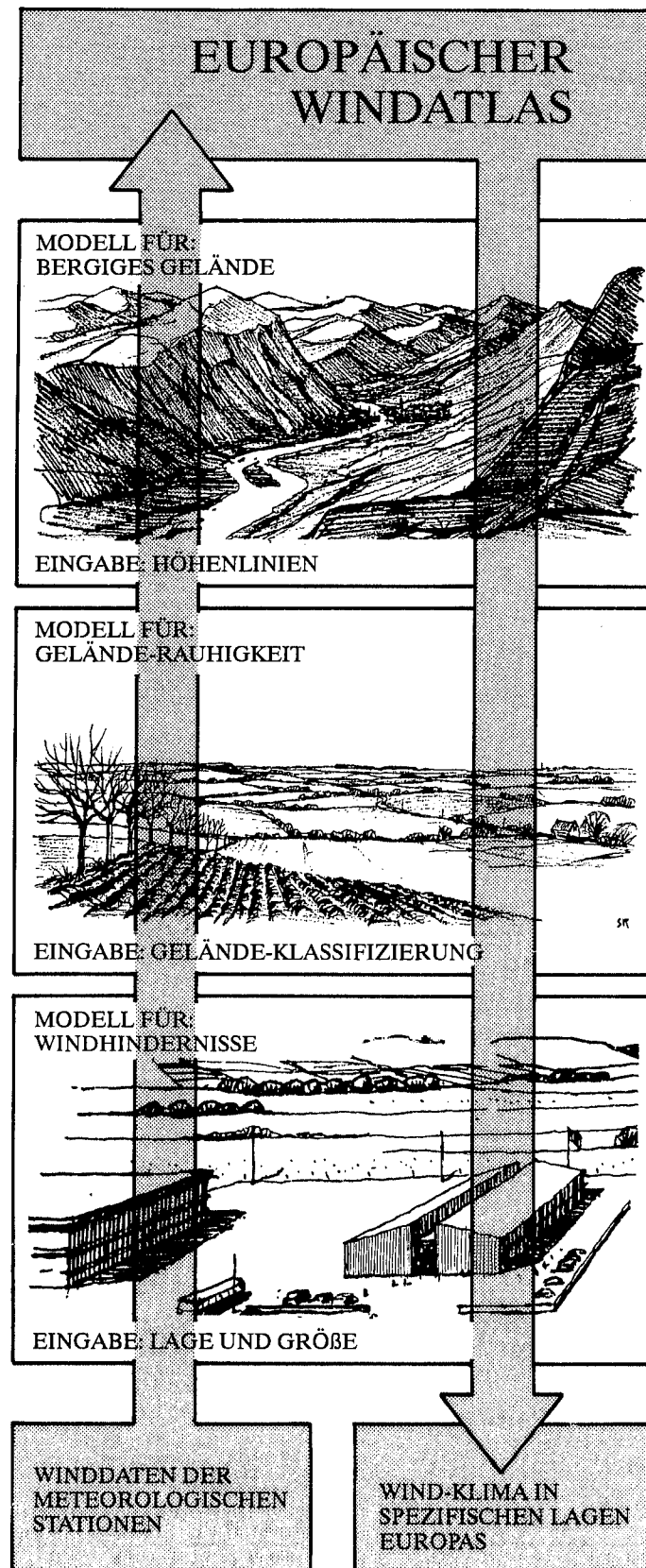


Bild 1.1. Die Methodologie des Windatlasses. Für die Berechnung der regionalen Windverhältnisse aus den Rohdaten wurden meteorologische Modelle benutzt. Bei der umgekehrten Vorgehensweise für die Anwendung des Windatlasses können die Windverhältnisse für jeden spezifischen Standort aus den regionalen Winddaten berechnet werden.

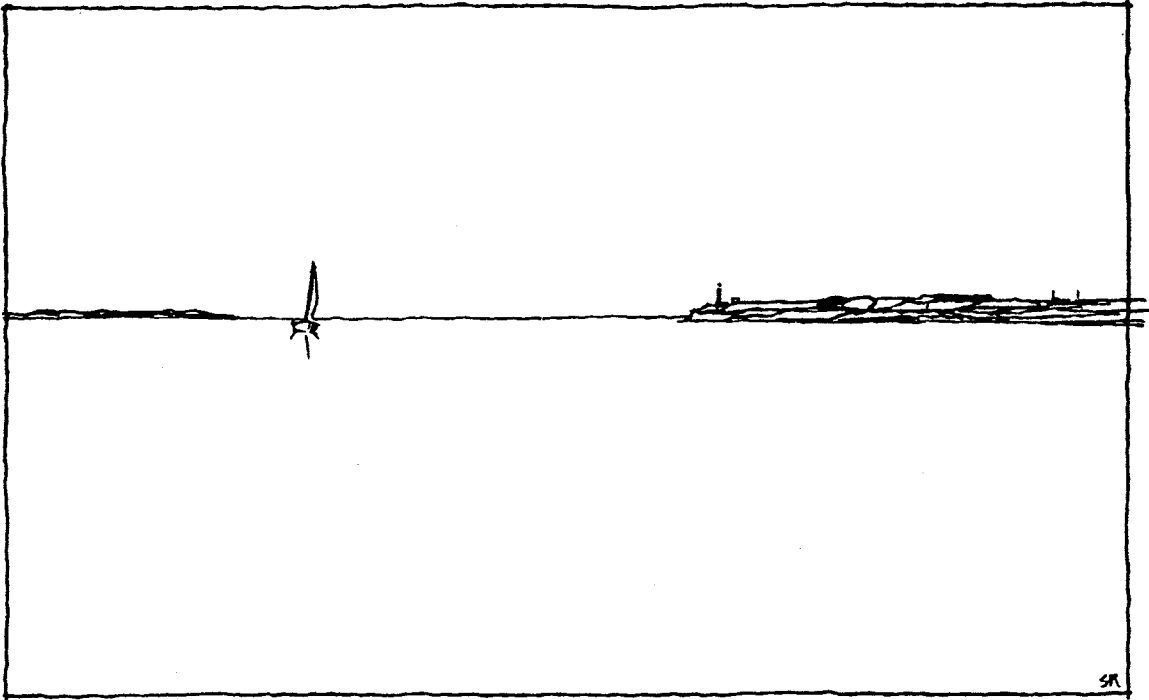


Bild 1.2. Beispiel für ein Gelände der Rauigkeitsklasse 0: Wasserflächen ($z_0 = 0.0002 \text{ m}$). Diese Klasse beinhaltet das Meer, Fjorde und Seen.

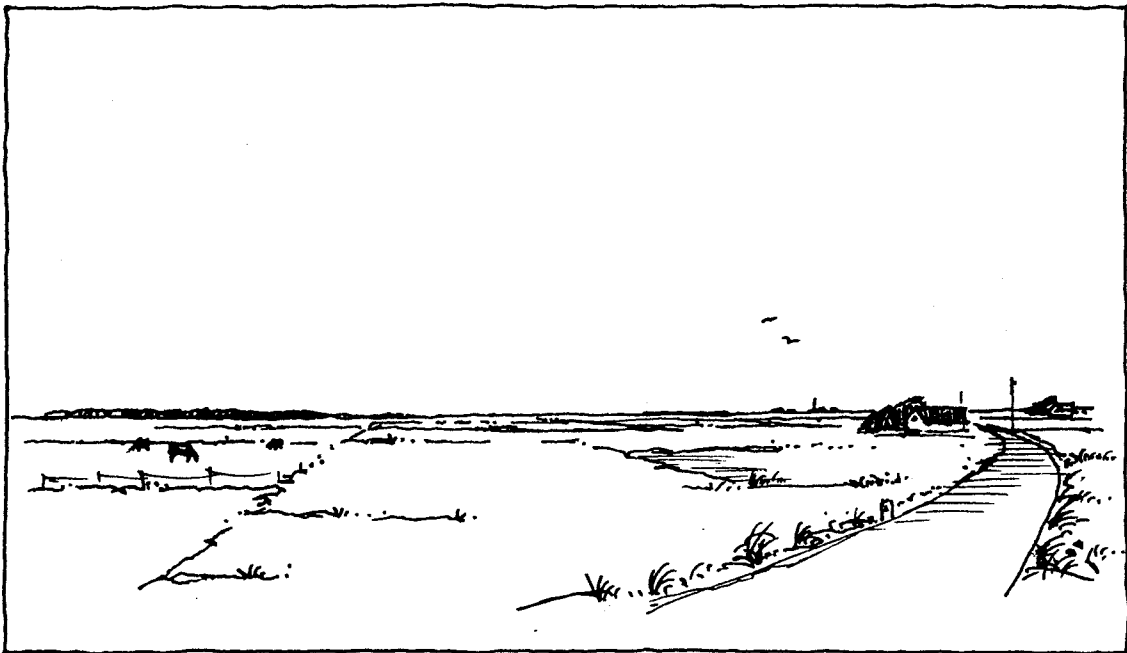


Bild 1.3. Beispiel für ein Gelände der Rauigkeitsklasse 1: Offene Flächen mit wenigen Windhindernissen ($z_0 = 0.03 \text{ m}$). Das Gelände ist sehr offen und flach oder leicht hügelig. Einzelne Gehöfte und Baum- oder Buschgruppen können auftreten.

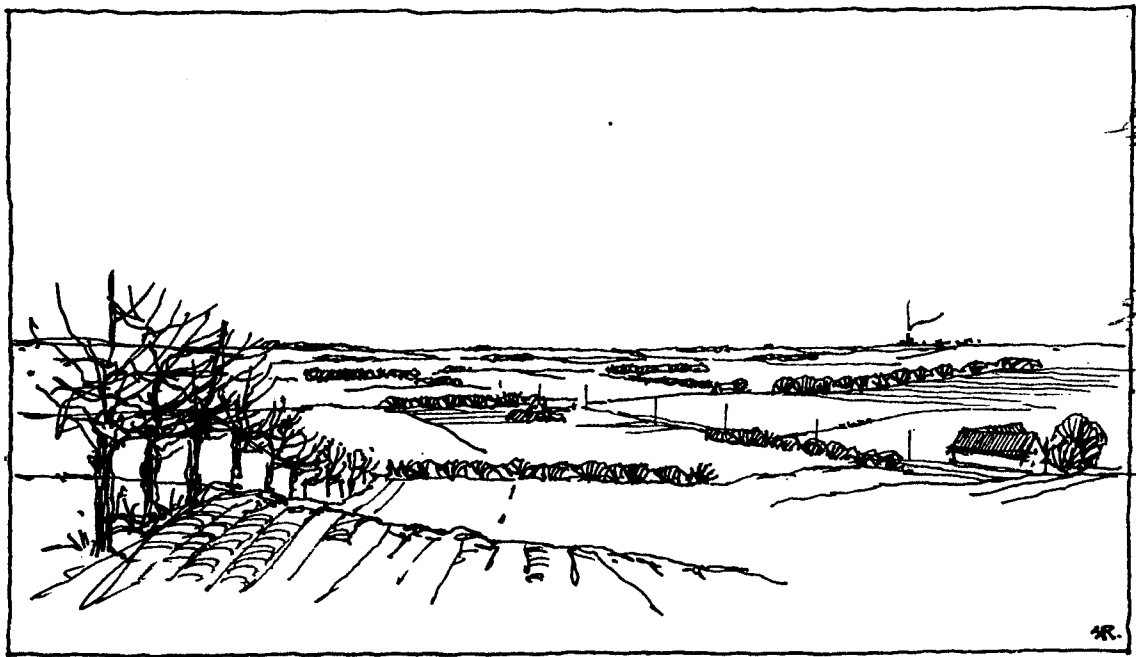


Bild 1.4. Beispiel für ein Gelände der Rauigkeitsklasse 2: Landwirtschaftliche Flächen mit Windhindernissen im Abstand von mindestens 1000 m und einzelne Siedlungen ($z_0 = 0.10$ m). Das Gelände ist charakterisiert durch große offene Flächen zwischen den vielfach vorhandenen Windhindernissen, die ein offenes Erscheinungsbild der Landschaft darstellen. Das Gelände kann eben oder hügelig sein; es gibt viele Bäume und Gebäude.

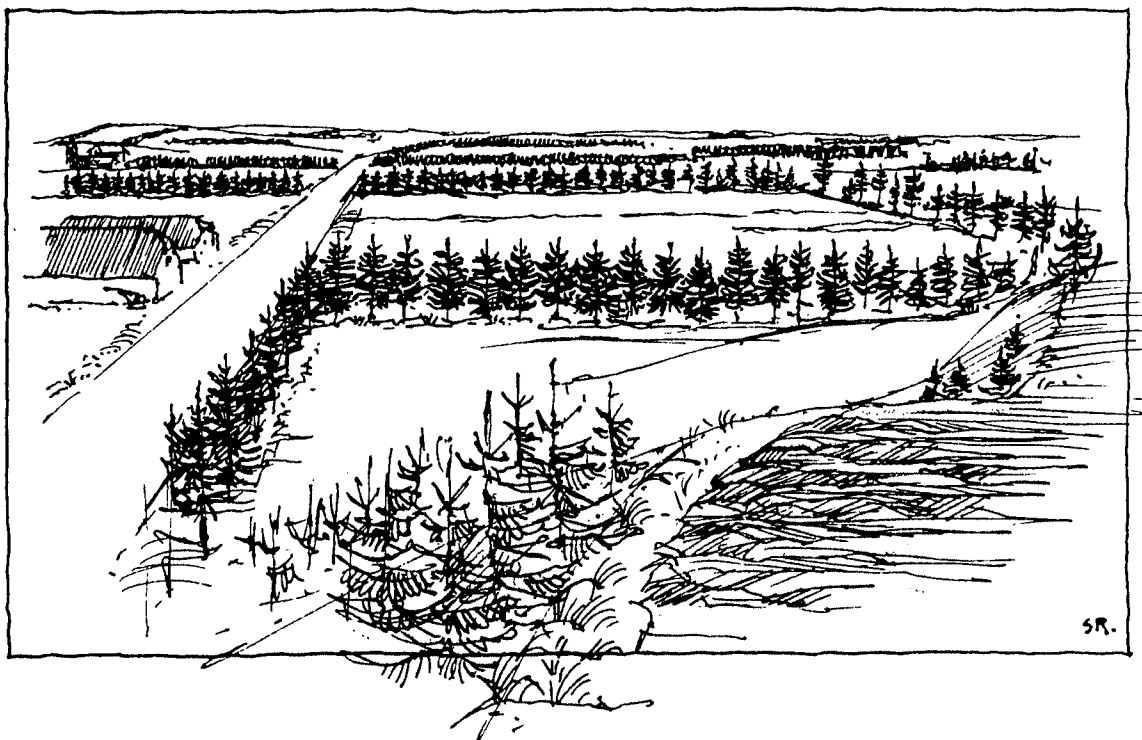


Bild 1.5. Beispiel für ein Gelände der Rauigkeitsklasse 3: Bebaute Bezirke, Wälder, landwirtschaftliches Gelände mit vielen Windhindernissen ($z_0 = 0.40$ m). Das landwirtschaftliche Gelände ist charakterisiert durch viele dicht beieinander stehende Windhindernisse, deren Abstand einige 100 Meter beträgt. Wälder und bebaute Gelände gehören ebenfalls zu dieser Klasse.

So stellt z.B. einer der transformierten Datensätze die Windgeschwindigkeiten und Richtungen in 50 m Höhe über offenem Wasser dar.

Mit vier Rauigkeitsklassen und fünf Standardhöhen wird der Datensatz jeder Station so in 20 Datensätze transformiert. Diese 20 Datensätze jeder der 208 Stationen bilden die Basis der regionalen Windklimatologie, weil die Datensätze durch die Transformation – *wenn möglich* – vom Einfluß der lokalen Topographie befreit und damit *regional repräsentativ* gemacht wurden.

Als wie repräsentativ ein auf diese Art transformierter Datensatz ist, hängt vom Komplexitätsgrad der Topographie und von den umgebenden Hindernissen der meteorologischen Station ab. Der Repräsentationsgrad einer Station wird mit zunehmender Komplexität des umgebenden Geländes deutlich reduziert. Für eine Unterscheidung der Stationen und um ihre Anwendbarkeit auf die umgebenden Regionen abzuschätzen, wurde die europäische Landschaft in fünf Typen eingeteilt, entsprechend dem Einfluß der Orographie auf die atmosphärische Strömung. Die Landschaften sind in den Abbildungen 1.6–1.10 dargestellt und definiert.

Die transformierten Statistiken von Stationen in Landschaften der Typen 1 und 2 können auf Regionen mit einer Ausdehnung von 200×200 km angewandt werden. Statistiken von Stationen in Landschaften der Typen 3 und 4 können auf eine Region mit ähnlichen Ausdehnungen oder kleiner, je nach der spezifischen Situation, angewandt werden. Oft können solche Stationen in breiten Tälern oder auf den ansteigenden Hügeln vor großen Gebirgsmassiven gefunden werden. Meistens sind die Statistiken von Stationen der Type 5 nur anwendbar auf Gebiete in der unmittelbaren Nähe dieser Stationen.

Es muß betont werden, daß die regionalen Klimatologien, d.h. die 20 transformierten Datensätze jeder Station, auf Daten basieren, die in niedriger Höhe, gewöhnlich bei 10 Metern, gemessen wurden. Dabei können nicht nur die Transformationen dieser Daten für die horizontale Extrapolation, sondern auch die der vertikalen Transformation bis in Höhen von 200 Metern zu Unsicherheiten führen. Die physikalischen Theorien, die für die vertikalen Transformationsroutinen benutzt wurden, wurden bis in Höhen von ungefähr 100 Metern mit Hilfe von Meßdaten an meteorologischen Türmen validiert. Oberhalb von 100 Metern existieren wenig Daten und obwohl der Vergleich in Kapitel 9 eine gute Einstimmung zwischen gemessenen und berechneten Daten zeigt, sind die Statistiken für Höhen über 100 Meter mit größeren Unsicherheiten behaftet.

Die wichtigste statistische Ableitung aus den Windgeschwindigkeitsdaten für die Benutzung zur Windenergie-Ermittlung ist die *Wahrscheinlichkeits-Verteilungsfunktion*. Mit Hilfe dieser Funktion kann die mittlere jährliche Energie-Produktion für jede beliebige Windturbine einfach berechnet werden.

Wichtige Grundlage des Windatlasses ist die Annahme, daß die Windgeschwindigkeitsdaten einer *Weibull-Verteilung* entsprechen, wie es in Abbildung 1.11 dargestellt und in Kapitel 8 erklärt wird.



Bild 1.6. Europäische Landschaft der Type 1: Flachland, Wasserflächen und Regionen, die weit von Gebirgen entfernt sind. Die Windströmung an der Oberfläche wird nur durch die Oberflächen-Rauhigkeitsänderung und durch Windhindernisse beeinflusst.

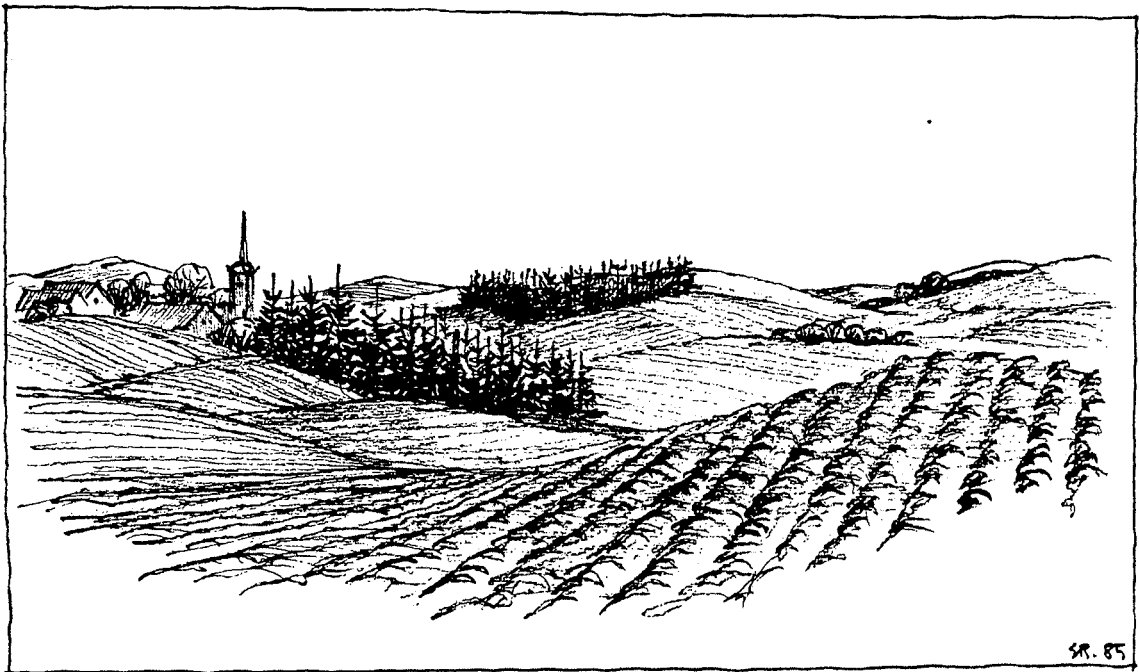


Bild 1.7. Europäische Landschaft der Type 2: Leicht gewellte und hügelige Bezirke fernab von Gebirgen. Typische waagerechte Ausdehnungen der Hügel betragen weniger als einige Kilometer. Die Windströmung an der Oberfläche wird durch Oberflächen-Rauhigkeitsänderungen, Windhindernisse und – sehr wichtig – durch die von den Hügeln induzierte Beschleunigungen beeinflusst.

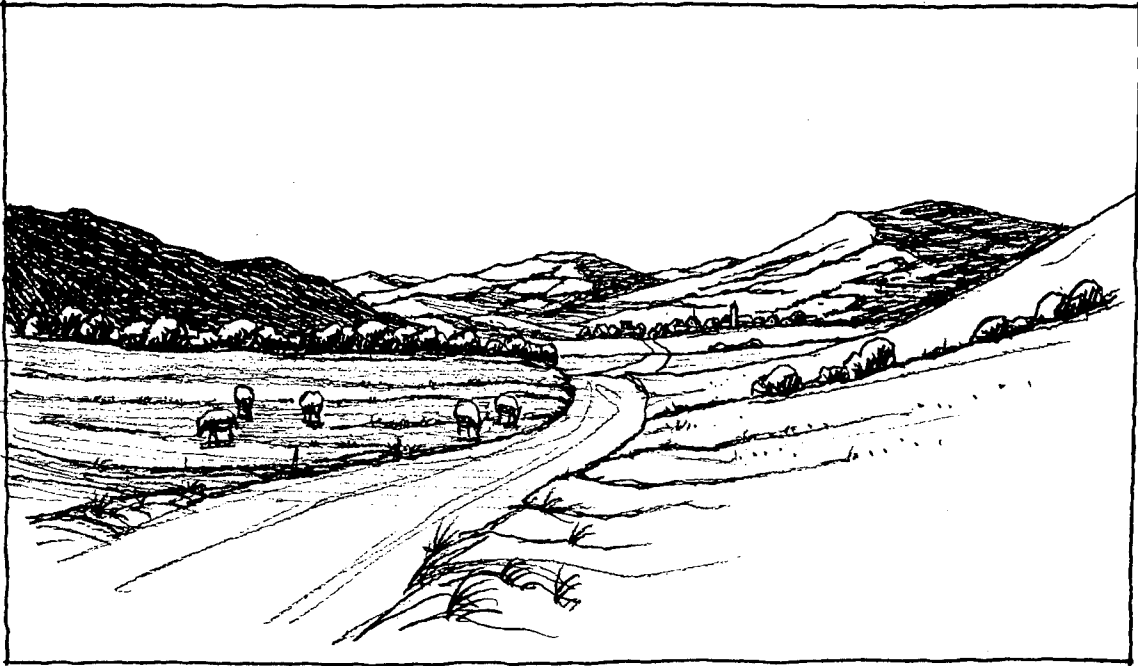


Bild 1.8. Europäische Landschaft der Type 3: Stark gewellte und Berg-Regionen (Mittelgebirgs-Relief). Typische waagerechte Ausdehnungen der Hügel betragen mehrere Kilometer. Die Windströmung in der Nähe der Oberfläche wird durch die Topographie wie beim Landschaftstyp 2 beeinflusst. Zusätzlich können die größeren orographischen Dimensionen die gesamte atmosphärische Grenzschicht stark beeinflussen.



Bild 1.9. Europäische Landschaft der Type 4: Vorgebirgsregionen. In diesen auf großer Breite geneigten Regionen können ausgeprägte und dauerhafte Strömungssysteme, wie z.B. Föhn, Bise, Bora, Mistral und Tramontana, vorkommen. Diese Strömungen werden durch Prozesse wie Kanalbildung, Ablenkung, leeseitiger Abfall und hydraulische Verstärkung verursacht.

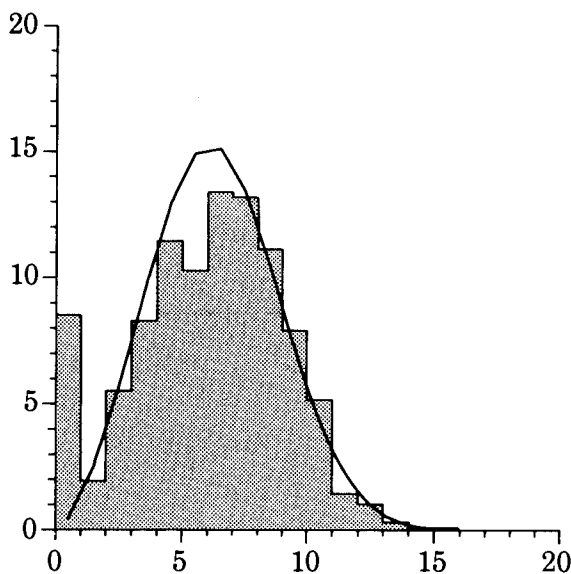


Bild 1.10. Europäische Landschaft der Type 5: Hohe Gebirgsmassive mit tief eingeschnittenen Tälern. Die Windströmung an den Bergspitzen kann derjenigen der freien Atmosphäre je nach den spezifischen Bedingungen entsprechen. In den Tälern bestimmen thermisch induzierte Berg-Tal-Winde das Windklima. Außer dem leeseitigen Föhn sind die Windströmungen in den Tälern von der freien Atmosphärenströmung entkoppelt.

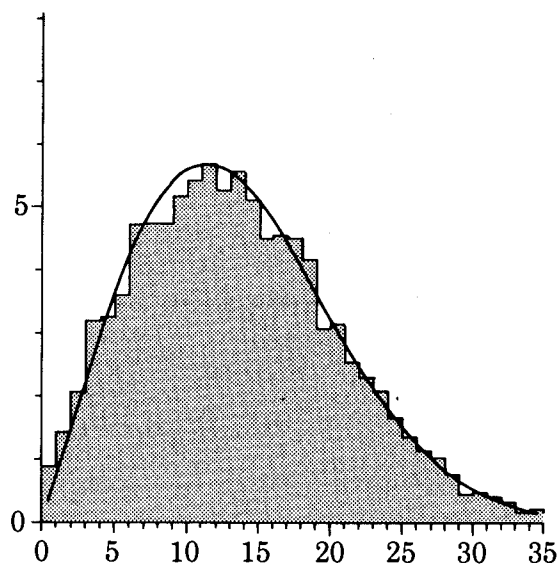
Wie in Abbildung 1.11 gezeigt, kann mit Hilfe der Weibull-Verteilung gewöhnlich eine sehr gute Beschreibung der beobachteten Windgeschwindigkeiten dargestellt werden. Dies gilt für die meisten der 208 Stationen. Da Kapitel 7 sowohl die Rohdaten-Histogramme als auch die Parameter der angepaßten Weibull-Verteilung enthält, kann die Zuverlässigkeit der Weibull-Anpassung für eine spezifische Station durch den Leser selbst beurteilt werden. Die angepaßten Weibull-Parameter für die 20 transformierten Winddatensätze sind in den mit *Total* bezeichneten Spalten der Stations-Statistiken dargestellt. Für den Fall, daß die Windenergie bei Standorten ermittelt werden soll, bei denen sich die Rauigkeitsklasse mit der Windrichtung ändert – z.B. bei einem Küstenstandort – ist jeder der 20 Winddatensätze in 12 weitere Datensätze entsprechend der Windrichtung eingeteilt. Die Parameter der angepaßten Weibull-Verteilungen sind ebenfalls in der Stations-Statistik gezeigt. Schließlich beinhalten die Stations-Statistiken eine Tabelle mit mittleren Windgeschwindigkeitswerten und dem entsprechenden mittleren Energieinhalt des Windes für vier Rauigkeitsklassen und die fünf Standardhöhen. Diese Werte der 208 Stationen sind die Basis für die Karten in Kapitel 2, in denen die mittlere Leistung und die mittlere Windgeschwindigkeit dargestellt sind.

Es sei darauf hingewiesen, daß die Gültigkeit der von einer bestimmten Station abgeleiteten Statistik sowohl von der Qualität der Daten als auch von den Informationen bezüglich der Stationsbeschreibung abhängt. Für einige Stationen waren diese Informationen aus verschiedenen Gründen weniger detailliert, z.B. werden Fotografien von bestimmten Flughäfen aus militärischen Gründen geheimgehalten

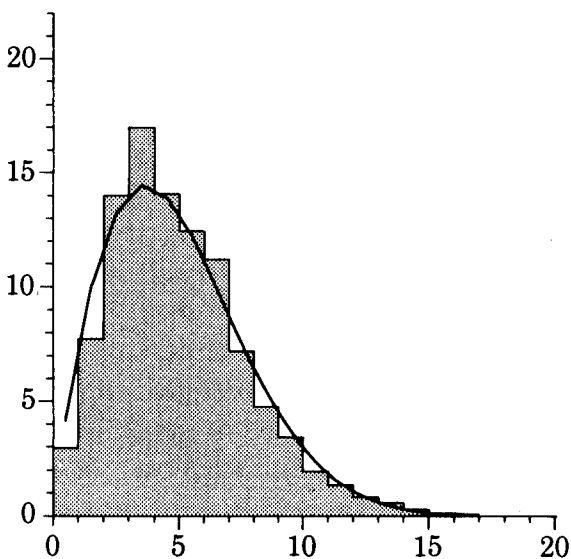
Fuerteventura, Kanarische Inseln, Spanien
 $A = 7.2 \text{ m s}^{-1}$, $k = 2.78$



Snaefell, Großbritannien
 $A = 15.4 \text{ m s}^{-1}$, $k = 2.08$



Schiphol, Niederlande
 $A = 5.6 \text{ m s}^{-1}$, $k = 1.83$



Mont de Marsan, Frankreich
 $A = 2.4 \text{ m s}^{-1}$, $k = 1.24$

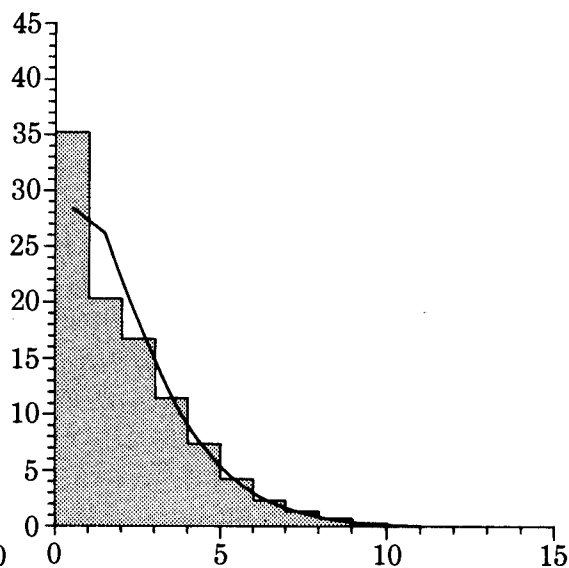


Bild 1.11. Histogramme der gemessenen Windgeschwindigkeitsdaten und der entsprechend angepaßten Weibull-Verteilungsfunktionen von vier im Atlas aufgeführten Stationen. Die Weibull-Parameter werden dabei für jede Station angegeben: Der Maßstabs-Parameter A bezieht sich auf den Mittelwert der Windgeschwindigkeit und der Form-Parameter k bestimmt die Form der Weibull-Kurve. Weitere Details werden in Kapitel 8 gegeben. Die horizontalen Achsen zeigen die Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde, die vertikalen Achsen die Häufigkeitsverteilung in Prozenten.

und waren deshalb für die Studie nicht verfügbar. Wahrscheinlich kann ein Benutzer des Atlases genauere Beschreibungen von einigen Stationen verwenden, als sie für die Studie verfügbar waren. Es ist auch möglich, daß ein Benutzer den Atlas um weitere Stationen erweitern möchte. In diesem Fall kann die Statistik im Atlas mit Hilfe der vorher erwähnten Computer-Programme neu berechnet werden.

Einige andere Studien zur Ermittlung der Windklimatologie sind in Kapitel 10 aufgeführt. Im Gegensatz zu der detaillierten Methode, die zur Ermittlung des Einflusses der Topographie im Windatlas verwendet wurde, greifen die meisten Studien bei statistischen Analysen nur auf die gemessenen Daten zurück. In einigen Studien werden rudimentäre Korrekturen für unterschiedliche Beobachtungsbedingungen in Verbindung mit der statistischen Analyse auf die Daten angewendet. Wegen der sehr großen Variation der Windbedingungen, die durch Unterschiede in der lokalen Topographie entstehen, können diese Methoden zu Fehlschlüssen führen. Das kann insbesondere problematisch werden, wenn Windgeschwindigkeitskarten durch Interpolation von Windgeschwindigkeiten zwischen einzelnen Meßstationen erstellt werden.

Die Daten, die als Basis des gegenwärtigen Atlases verwendet wurden, stammen in den meisten Fällen aus der 10-Jahres-Periode 1970 bis 1980. Bei klimatologischen Untersuchungen wird oft eine 30-Jahres-Periode als Basis verwendet. Es erhebt sich deshalb die Frage, in welchem Umfang die 10-Jahres-Periode repräsentativ für das längerfristige Windklima ist und – noch wichtiger – welche Fehler für zukünftigen Dekaden erwartet werden müssen.

Eine Studie der klimatischen Variation in Nordeuropa (Larsen et al., 1988) zeigt, daß während der Siebziger-Jahre die mittlere Windenergie ähnlich derjenigen für die Periode zwischen 1873 und 1982 war. Die Studie zeigt jedoch auch, daß Schwankungen von bis zu 30 Prozent zwischen einer und der nächsten Dekade auftreten können. Abbildung 1.12 zeigt diese Variabilität.

In einer anderen Studie (Petersen et al., 1981) wurde gezeigt, daß die zwischenjährige Variation des Energieertrags einer mittleren relativen Standardabweichung von ungefähr 13 Prozent entspricht. Diese Analyse wurde für eine 45 Meter hohe Windturbine über einen Zeitraum von 22 Jahren durchgeführt.

Für eine genaue Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Windenergienutzung muß eine solche Variabilität berücksichtigt werden. Im Vergleich zu anderen wichtigen Faktoren, wie die Verzinsung des eingesetzten Kapitals oder Zusatzenergiekosten, ist der Unsicherheitsfaktor der Windenergie, verteilt über die Lebensdauer der Windturbine von z.B. 20 Jahren, nicht erheblich. Auf der Grundlage der vorher zitierten Studie kann erwartet werden, daß die Variation der mittleren Leistung einer 20-Jahres-Periode zu einer anderen eine Standardabweichung von ≈ 10 Prozent oder weniger hat.

Darüber hinaus muß betont werden, daß die Verlässlichkeit der Windenergieberechnungen, basierend auf den Statistiken des Windatlases, von der Zuverlässigkeit der Daten der einzelnen Stationen abhängt. Eine Beurteilung der Datenqualität kann

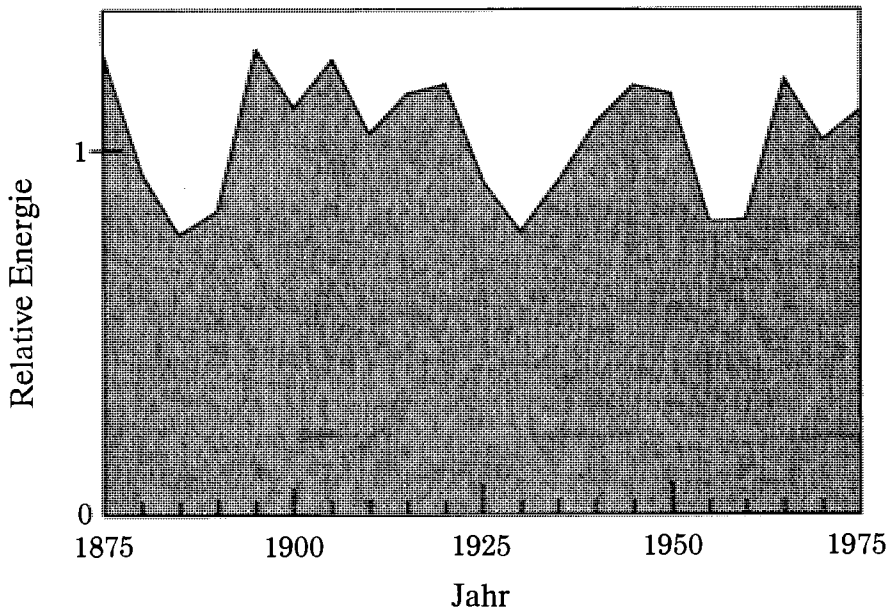


Bild 1.12. Mittlere Windenergie für aufeinander folgende 5-Jahres-Perioden für den Standort Hesselø, Dänemark, 1873–1982 (Larsen et al., 1988).

für die meisten Stationen mit Hilfe der Stationsbeschreibungen und dem mit *wind-klimatologischen Daten* bezeichneten Abbildungssatz in Kapitel 7 durchgeführt werden. Die Daten zeigen die jährlichen und täglichen Variationen der mittleren Windgeschwindigkeit und der mittleren Windleistung. Ebenso sind die Windrose, das Varianzspektrum und die monatliche Abweichung der mittleren Windgeschwindigkeit und der mittleren Leistung für das durchschnittliche Jahr dargestellt. Die letztere Statistik ermöglicht dem Benutzer, die jährliche Variabilität an einer Station abzuschätzen und damit verdächtige Stationen entweder auszusondern oder diese mit besonderer Vorsicht zu behandeln.

Teil I

DIE WINDRESSOURCEN

Kapitel 2

Die Windressourcen Europas

In Europa gibt es große Unterschiede in den Windressourcen, vom maritimen Bereich der britischen Inseln zum kontinentalen Bereich der Bundesrepublik Deutschland und dem mediterranen Bereich der griechischen Inseln. Innerhalb dieser Zone variiert das Windenergie-Potential um mehr als einen Faktor 10. Dabei ändert sich nicht nur der Energieinhalt des Windes über größere Distanzen, sondern es können auch erhebliche Variationen innerhalb kleinerer Gebiete vorkommen. Für die Bestimmung der regionalen Energie-Ressourcen und die Ermittlung des Energie-Potentials ausgewählter Zonen sind deshalb zuverlässige Daten und Auswertungsmethoden notwendig.

Der Windatlas kann deshalb für zwei Dinge verwendet werden: zunächst für die Darstellung der Winddaten und dann für die Bereitstellung von Methoden zur Anwendung der Winddaten auf eine benachbarte Region, wie sie für die Ermittlung des Windenergie-Potentials und zur optimalen Standortbestimmung erforderlich sind.

Dieses Kapitel beginnt mit einer kurzen Beschreibung des europäischen Windklimas, wie es von den im Windatlas zugrunde gelegten meteorologischen Stationen abgeleitet werden kann. Für eine allgemeinere Beschreibung des europäischen Windklimas wird auf die umfangreichen Werke des "World Survey of Climatology" (Landsberg und Wallén, 1970, 1977) verwiesen. Danach folgt ein Satz von Windressourcen-Karten, die für die Abschätzung von Windenergie-Ressourcen bei Höhen von 50 Metern über Grund und darüber verwendet werden können. Die Karten beschreiben die geographische Verteilung von fünf Windenergie-Klassen, wobei jede Klasse einen Bereich der mittleren Wind-Leistungsdichte oder äquivalenten mittleren Windgeschwindigkeit darstellt; der Bereich ist dabei abhängig von der Topographie. Die erwarteten Bereiche der mittleren Leistungsdichte und mittleren Windgeschwindigkeiten werden in einer Tabelle für fünf unterschiedliche topographische Bedingungen angegeben: bebautes Gelände, flaches und offenes landwirtschaftliches Gelände, die Meeresküste, offenes Meer, gut exponierte Hügel sowie Bergrücken. Diese Bedingungen wurden gewählt, um die typischen Windenergie-Bereiche zu illustrieren. Die Abschätzungen sollten nur als solche verwendet werden. Es muß betont werden, daß die lokalen Geländeeigenschaften einen erheblichen Einfluß auf die mittlere Leistung, auch über geringe Distanzen, ausüben können. Dies gilt speziell für den Küstenbereich und für hügeliges

oder bergiges Gelände. Im allgemeinen zeigen die Karten nicht die durch die lokalen Geländeeigenschaften verursachten Windgeschwindigkeits-Änderungen an, sie können jedoch zusammen mit der Tabelle und der Kenntnis der lokalen Topographie für die Identifikation von größeren Gebieten mit einem höheren Windenergie-Potential verwendet werden. Es wurde jedoch versucht, Bereiche mit ausgeprägten lokalen Windsystemen – ausgelöst durch eine entsprechende Topographie und große Unterschiede in der Oberflächentemperatur – zu identifizieren. Bei solchen Standorten können Konzentrationseffekte zu hohen Windenergie-Potentialen führen. Mangels geeigneter Daten wurden diese Standorte auf der Grundlage einer subjektiven Einschätzung angegeben. Sie werden auf den Karten durch kleine Kreise dargestellt. Zu beachten ist, daß Mistral und Tramontana, die nicht in die Kategorie der lokalen Windsysteme gehören, eine gute Datenbasis besitzen und sehr deutlich auf den Karten dargestellt sind.

2.1 Das Windklima Europas

Die Windverhältnisse in Europa werden durch drei Hauptfaktoren beeinflusst, nämlich: die große Temperaturdifferenz zwischen der Polarluft im Norden und der subtropischen Luft im Süden, die Verteilung von Land und Meer mit dem Atlantischen Ozean im Westen, Asien im Osten und dem Mittelmeer und Afrika im Süden sowie die wichtigsten orographischen Barrieren wie die Alpen, die Pyrennäen und die skandinavische Gebirgskette.

Das europäische Windklima ist gekennzeichnet durch die Windverhältnisse nördlich des 40. Breitengrades, die hauptsächlich von den in Richtung Ost oder Nord/Ost über den Nordatlantik nach Europa ziehenden Zyklone und Antizyklone bestimmt werden.¹ Die kräftigen Bewegungen nördlich des 40. Breitengrades können in gewissen Zeiten über die größten Teile Europas und sogar der Ägäischen See gespürt werden; im allgemeinen jedoch werden die Zyklone verzögert und abgeschwächt, wenn sie vom Meer über das Land ziehen. Deshalb nimmt ihr Einfluß auf das Windklima mit zunehmender Entfernung zum Atlantischen Ozean ab und andere Effekte dominieren.

Vom Standpunkt der Windenergienutzung erscheint es ausreichend, zwei Windklima-Typen in Europa zu unterscheiden:

- Windklima an Standorten, bei denen die Energie-Gewinnung hauptsächlich aus den ostwärts wandernden Zyklonen möglich ist.
- Windklima an Standorten, bei denen die Windenergie-Gewinnung nur teilweise – wenn überhaupt – als Folge der ostwärts wandernden Zyklone möglich ist.

Das Gebiet mit dem stärksten Einfluß des *ostwärts wandernden* Wettersystems ist in Abbildung 2.1 gezeigt. Für diesen Teil Europas ist der mittlere geostrophische

¹Zyklone sind Windsysteme mit barometrischen Tiefdruckzentren, die durch die Polarfront, die die kalten polaren und wärmeren subtropischen Luftmassen trennt, hervorgerufen werden.

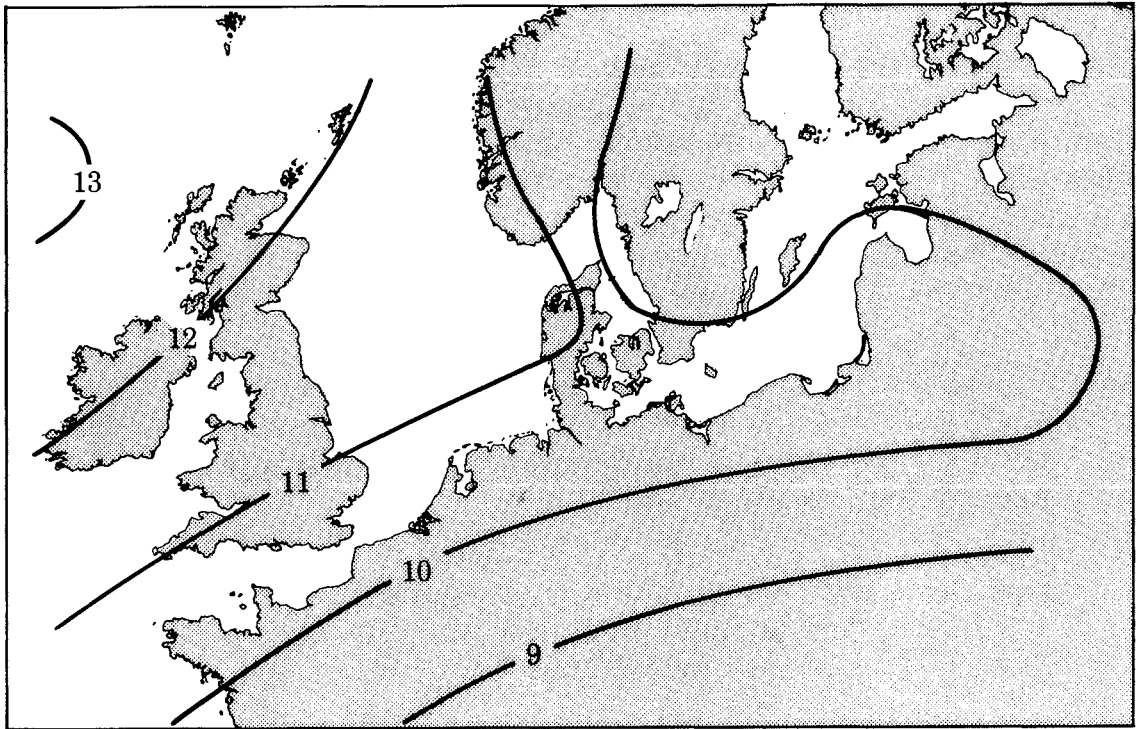


Bild 2.1. Der mittlere geostrophische Wind über Nordeuropa in Metern pro Sekunde. Aus Daten von Børresen (1987) und den Statistiken in Kapitel 7.

Wind, der ungefähr dem Wind in 1500 Metern Höhe entspricht, über große Bezirke klar definiert. Ein allgemeiner Gradient im Windklima von Nord-Westen nach Süd-Osten kann in Abbildung 2.1 klar erkannt werden.

Der *zweite Typ* des Windklimas beherrscht die meisten Regionen, wie sie in Abbildung 2.2 dargestellt sind, wobei Afrika, das Mittelmeer, die Alpen und das Vorgebirgsgebiet viele lokale Windsysteme erzeugen. Beispiele sind: Der Mistral, ein starker Nordwind, der durch das Rhonetal kommt und sich entlang der französischen Riviera aufweitet; er kommt hauptsächlich während langer Perioden des Winters vor. Der Schirocco bringt Luftmassen mit erheblichen Sandanteilen aus der Sahara über das Mittelmeer in Richtung Zentral- und Osteuropa. Die Etesiane in Süd-Ost-Europa hat eine bemerkenswerte Gleichmäßigkeit in Richtung und Windstärke. Die Bora im ostadriatischen Meer erzeugt einen starken und böigen Wind aus den Luftmassen, die durch einen engen Pass in den Alpen strömen. Der Levante ist ein ostwärts blasender Wind an der Ostküste Spaniens und in der Straße von Gibraltar. Der Vardarac (Verdarro) bläst in Richtung Norden an der Nordküste von Saloniki. Mehrere andere lokale Windsysteme sind bekannt, wie z.B. die Bise und der Tramontana. Ein spezielles Phänomen ist der Föhn, der in vielen Teilen Europas vorkommt. Am bekanntesten sind die Föhne der Alpen. Der Nordföhn ist eine Kaltluftschicht, die die Alpenkette überströmt und als böige, kalte Windströmung über den südlichen Abhängen der Alpen erscheint. Der Südföhn ist das Gegenteil vom Nordföhn: ein warmer, trockener Wind in den Alpen und auf den nördlichen Abhängen der Alpen.

Die klimatologische Beschreibung und Klassifizierung eines speziellen Standortes ist nicht immer eine einfache Aufgabe. Basisdaten im Windatlas sind die Häufigkeitsverteilungs-Funktionen der Windgeschwindigkeit. Zusätzlich liefert der Atlas Statistiken, die die windklimatologischen Bedingungen jeder Station beschreiben. Bevor die windklimatologischen Statistiken besprochen werden, sollen die Definitionen der Terme "Wetter" und "Klimaten" betrachtet werden. H.H. Lamb liefert genügend Definitionen (und empfehlenswerte klimatologische Informationen) in dem Buch "Climate: Past, Present and Future" (Lamb, 1972):

Wetter ist die Gesamtheit der atmosphärischen Bedingungen an jedem Ort und zu jeder Zeit – der augenblickliche Zustand der Atmosphäre. Elemente des Wetters sind: Temperatur, Atmosphärendruck, Wind, Feuchtigkeit, Bewölkung, Regen, Sonnenschein und Sicht.

Klima ist die Summe des Wetters an einem Standort im Verlauf eines oder mehrerer Jahre. Weil sich die mittleren Bedingungen des Wetters von Jahr zu Jahr ändern, kann das Klima nur für eine bestimmte Zeitperiode einiger ausgewählter Jahre, eine spezielle Dekade oder einige Dekaden definiert werden.

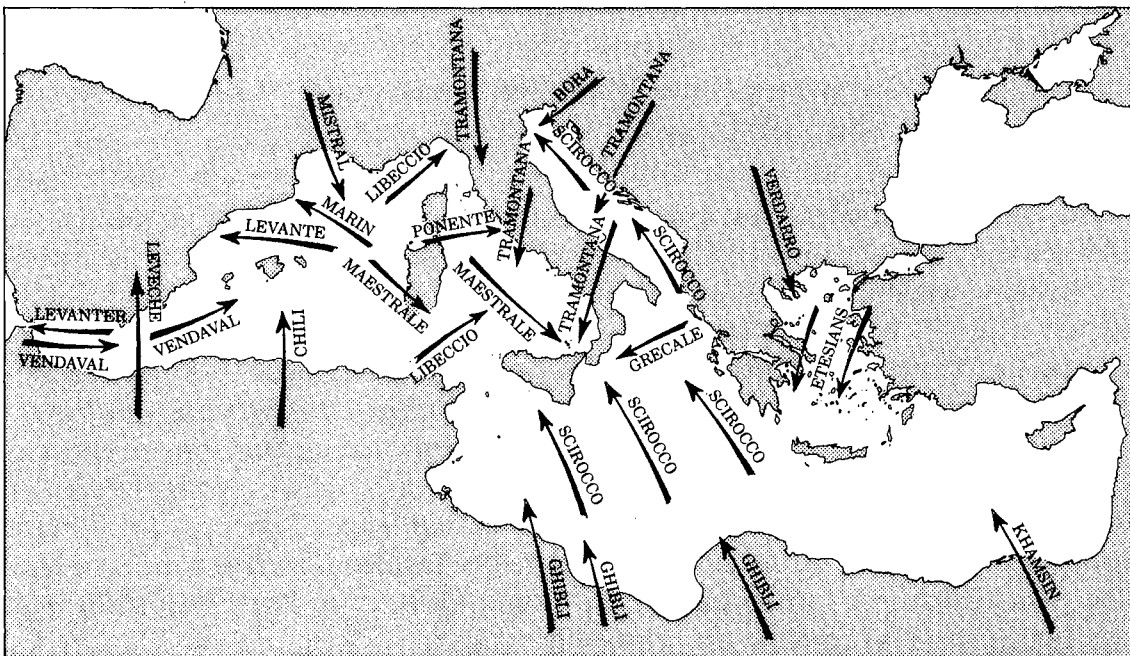


Bild 2.2. Die wichtigsten Windsysteme in der Mittelmeerregion. Eine kurze Beschreibung jedes Windsystems wird in Huschke (1959) angegeben. Aus: Series Grandi Progetti di Ricerca 3, ENEL, Italien.

Im Prinzip können viele verschiedene Arten von Windstatistiken für die Beschreibung des Windklimas an einem bestimmten Standort oder einer bestimmten Region verwendet werden. Der Satz von Statistiken für jede der in Kapitel 7 angegebenen Stationen wurde auf der Basis der Erfahrungen so ausgewählt, daß die kollektive Information im Datensatz gewöhnlich das jeweilige Klima gut repräsentiert. Jeder Statistik-Satz ist in zwei Tabellen in den *Rohdaten-Zusammenfassungen* angegeben und eine graphische Darstellung erfolgt in fünf Abbildungen mit der Bezeichnung *Windklimatologische Daten*. Details der Statistik sind in Kapitel 7 beschrieben. Hier sollen jedoch nur zwei wichtige klimatische Indikatoren diskutiert werden: die in

Sektoren aufgeteilten Histogramme der Windgeschwindigkeit sowie die täglichen und jährlichen Variationen.

Die sektorweisen Histogramme der Windgeschwindigkeit (Die Windgeschwindigkeits-Verteilungsfunktion). Dies stellt einen Typus der Windrose dar, in der die gemessenen Windgeschwindigkeiten entsprechend ihrer Richtung (12 Sektoren) und in Bins von jeweils 1 m s^{-1} dargestellt ist. Große Häufigkeiten von niederen Windgeschwindigkeiten zeigen ein Inlandklima an, wie es für die deutschen Stationen Nürnberg und Stuttgart zutrifft; das gilt auch für Stationen, die durch schützende Berge, wie z.B. die französischen Stationen Mont de Marsan, Perpignan und Carcassonne, umgeben sind. Für die letzteren beiden Stationen zeigen die Statistiken auch bevorzugte Windrichtungen entlang eines Tales. Stationen, die stark durch den Westwind beeinflusst werden, können durch große Häufigkeit hoher Windgeschwindigkeiten in den Sektoren von ungefähr 210° bis 330° identifiziert werden. Beispiele sind Belmullet in Irland, Benbecula in Großbritannien, Hamburg in der Bundesrepublik und Cambrai in Frankreich.

Die täglichen und jährlichen Variationen der Windgeschwindigkeit Die mittleren täglichen und saisonalen Variationen sind oft gute Indikatoren für den entsprechenden Typus des Windklimas. Eine geringe tägliche Variation während des Jahres ist charakteristisch für ozeanisches Klima oder Standorte auf großen Gipfeln: Beispiele sind die zwei Feuerschiffe, Texel (Niederlande) und Horns Rev (Dänemark), und die Station in Snaefell (Isle of Man, UK, Höhe 615 m). Eine große tägliche Variation in allen Monaten zeigen Standorte in Südeuropa an, wogegen eine große tägliche Variation im Sommer und eine kleine im Winter ziemlich charakteristisch für Europa nördlich der Alpen ist. Sowohl die jährlichen als auch die täglichen Variationen werden durch großräumige und durch lokale Bedingungen beeinflusst. Die jährliche Variation kennzeichnet jedoch gewöhnlich die regionale Klimatologie. Beispiele sind die Kanarischen Inseln und Spanien, die im Passatgürtel liegen und ein Maximum der Windgeschwindigkeit in den Sommermonaten aufweisen, wogegen die meisten Stationen in Nordeuropa in dieser Zeit minimale Werte zeigen.

Eine detaillierte Diskussion der lokalen europäischen Klimatologie auf der Grundlage der in Kapitel 7 angegebenen Statistik würde den Rahmen des Atlases sprengen. Trotzdem wird der Leser durch das Studium der in Kapitel 7 angegebenen detaillierten Information einen groben Eindruck vom europäischen Windklima gewinnen.

2.2 Die Windressourcen

Die europäischen Windressourcen sind in 15 farbigen Karten dargestellt. Die Farben symbolisieren die verfügbaren Windressourcen. Die Farben können für zwei Zwecke verwendet werden: zum einen für die Identifikation großer Bezirke mit guten Aussichten für eine Ausnutzung der Windressourcen; der zweite Zweck ist es, die relativen Unterschiede für die Windressourcen über Europa aufzuzeigen. Diese Ressourcen können sich über kurze Entfernungen als Folge der Topographie stark ändern.

Um diese Effekte zu zeigen, wären Karten mit sehr viel größerer Auflösung erforderlich. Deshalb ist es für die Herstellung der Karten notwendig gewesen, den Einfluß der lokalen Topographie zu eliminieren und nur Unterschiede im größeren Maßstab zu betrachten. Die Karten wurden unter Verwendung der Daten aller meteorologischen Stationen im Windatlas zusammengestellt. Diese Stationen sind in Kapitel 7 aufgelistet und die Methoden für die Eliminierung der lokalen Beeinflussungen auf die Daten sind im gesamten Atlas, speziell in Kapitel 8 beschrieben.²

Die Ressourcen-Karten sind deshalb so erstellt worden, daß sie Variationen der Windressourcen über weite offene Flächen für Bereiche mit einem gewissen Abstand von Bergen und Küsten zeigen. Der abrupte Wechsel von einer Farbe zur anderen entspricht nicht den aktuellen Windressourcen; er sollte nur als Resultat der verwendeten Darstellungstechnik interpretiert werden.

In Gebirgsgegenden ist die in den Karten dargestellte Verteilung weniger zuverlässig. Um den Einfluß der Berge und damit den Grad der Zuverlässigkeit abschätzen zu können, wird zu den Karten ein *relatives Relief*, d.h. die Differenz zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Punkt einer Fläche von 100 km², angegeben. Obwohl die Karten im allgemeinen nicht die Einflüsse der lokalen Topographie hervorheben, wurde eine Ausnahme bezüglich *lokaler Konzentrations-Effekte* gemacht. Topographien, die zu solchen Effekten führen, sind typischerweise Täler und Schluchten mit Geländeneigungen in einer Richtung, die parallel zu den großräumigen Hauptwindrichtungen mit einer Verengung an einer Stelle vorkommen. Weitere Beispiele sind Becken, in die kalte Luft aus den umgebenden Bergen strömt (Wegley et al., 1980). Die bemerkenswerten Windenergie-Aktivitäten in Kalifornien seit 1980 basieren hauptsächlich auf der Existenz von Konzentrations-Effekten an Küsten und Inlandpässen, durch die kühlere Meeresluft vom Atlantischen Ozean in die wärmeren, trockeneren Täler im Inneren Kaliforniens geleitet werden. Die wichtigsten Pässe oder Windkorridore für hohe Windressourcen und Windfarmen sind: Altamont Pass, Tehachapi Pass und San Geronio Pass (Elliot et al., 1986).

Es ist unwahrscheinlich, daß derart ausgebildete Effekte auch in Europa gefunden werden können. Es wird jedoch erwartet, daß geeignete Gebiete speziell im südlichen Teil Europas existieren. Da bis jetzt keine geeigneten Daten vorliegen, konnten solche Standorte noch nicht für den Windatlas identifiziert werden; die Karten geben jedoch subjektive Hinweise auf potentielle Gebiete.

Die qualitative Darstellung der in den Karten angegebenen Windressourcen können in mehr quantitativen Werten wie die jährliche Energieproduktion in kWh ausgedrückt werden. Dafür werden zwei Dinge benötigt: die Charakteristik eines Windenergie-Konversions-Systems, z.B. die Leistungskurve einer Windturbine, und die Kenntnis des Effektes der lokalen Topographie auf die verfügbare Energie. Der letztere Punkt ist im Anhang der Karten angegeben; dabei werden die mittleren Windgeschwindigkeiten und die mittleren Leistungsdichten in einer Höhe von 50 Metern für Standorte unter fünf unterschiedlichen topographischen Bedingungen

²Die lokalen Einflüsse in diesem Kontext sind Windhindernisse durch benachbarte Gebäude und die Beeinflussung des Windes durch das Gelände im Bereich von 10 bis 20 Kilometern Entfernung von der Meßstation.

angeben. In Kapitel 4 wird gezeigt, wie diese Werte auf andere Höhen umgerechnet werden können.

Als ein Beispiel der qualitativen Darstellung der Windressourcen, das sowohl die regionalen Variationen als auch die Abhängigkeit von der Topographie illustriert, sei die Frage gestellt: Wie viele Haushalte kann eine große Windturbine mit Elektrizität versorgen, bei einer Höhe der Turbine von 50 Metern, einem Durchmesser des Rotors von 50 Metern, einer Nennleistung von 1 MW und einem Verbrauch eines Haushalts bei 4500 kWh pro Jahr?³ Die Antwort kann in Abbildung 2.3 gefunden werden, weil für diesen speziellen Fall die Zahl der Haushalte die gleiche Größenordnung besitzt wie die Leistungsdichte des Windes in 50 Metern. Z.B. können an der Küste im Nordwesten Frankreichs zwischen 400 und 700 Häuser durch diese Windturbine versorgt werden und ungefähr die gleiche Anzahl in Zentral-Portugal, wenn die Turbine auf einer gut exponierten Bergschulter installiert wird, unter der Voraussetzung, daß der Verbrauch in beiden Ländern dem oben genannten entspricht.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß die Karten aufzeigen, daß Gebiete mit möglicher Windenergienutzung über ganz Europa verteilt sind. Wichtige Gebiete mit einem hohen Windenergie-Nutzungspotential sind: die Britischen Inseln, die Nordsee-Regionen von West-Kontinentaleuropa, der nordwestliche Teil der Iberischen Halbinsel und die meisten der griechischen Inseln. Im Mittelmeerraum profitieren einige Regionen – vom Standpunkt der Windenergienutzung – von speziellen atmosphärischen Konditionen, die zu einer günstigen Windenergienutzung führen. Bekannt sind Windsysteme wie der Mistral, der Tramontana und die Bora. Es wird erwartet, daß noch kleinere lokale Windsysteme – gebildet aus topographischen Einflüssen und großen Unterschieden in der Oberflächentemperatur – in ganz Europa existieren, speziell im südlichen Teil. An solchen Standorten können Konzentrationseffekte zu hohen Windenergie-Potentialen führen. In Ermangelung geeigneter Daten konnten nicht alle dieser Standorte für den Windatlas identifiziert werden. Es wird weiterhin erwartet, daß als Folge bestimmter topographischer Eigenschaften, z.B. günstig gelegene Gebirgrücken und Küsten rechtwinklig zur vorherrschenden Windrichtung, weitere geeignete Standorte für die Windenergienutzung in ganz Europa gefunden werden können – sogar in Gebieten, die auf den Karten mit niedrigem Windpotential dargestellt sind.

Auf der Basis des Windatlases wird es nicht möglich sein, gute Standorte in Regionen mit allgemein niedrigem Windenergie-Potential zu identifizieren. Für die Ermittlung des Windenergie-Potentials an diesen Standorten ist es notwendig, Windmessungen über einige Jahre durchzuführen. Die im Windatlas diskutierten Methoden können bei der Auswahl der Standorte und bei der Durchführung der Messungen helfen.

³Dies entspricht dem mittleren elektrischen Energieverbrauch eines dänischen Haushalts, wenn keine elektrische Heizung verwendet wird; dies entspricht ebenfalls dem mittleren elektrischen Energieverbrauch eines deutschen Haushaltes.

2.3 Erläuterungen zu den Windressourcen-Karten

Die Windressourcen und das relative Relief der europäischen Länder sind auf 15 Farbtafeln auf den folgenden Seiten dargestellt. Große Flüsse und Grenzen sind ebenfalls vermerkt.

Die **Windressourcen** gelten für 50 Meter über Grund. In der dazugehörenden Tabelle sind die mittlere Windgeschwindigkeit und die mittlere Windleistungsdichte für fünf verschiedene topographische Bedingungen angegeben. Gebiete, bei denen lokale Konzentrationseffekte erwartet werden aber für die keine Messungen verfügbar sind, wurden auf den Karten mit Kreisen gekennzeichnet.

Das **relative Relief** ist die Höhendifferenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Punkt innerhalb einer Fläche von 100 km² – entsprechend Kreisen mit einem Radius von 5.6 km (Rutkis, 1971). In diesem Atlas ist das relative Relief in drei grobe Klassen eingeteilt:

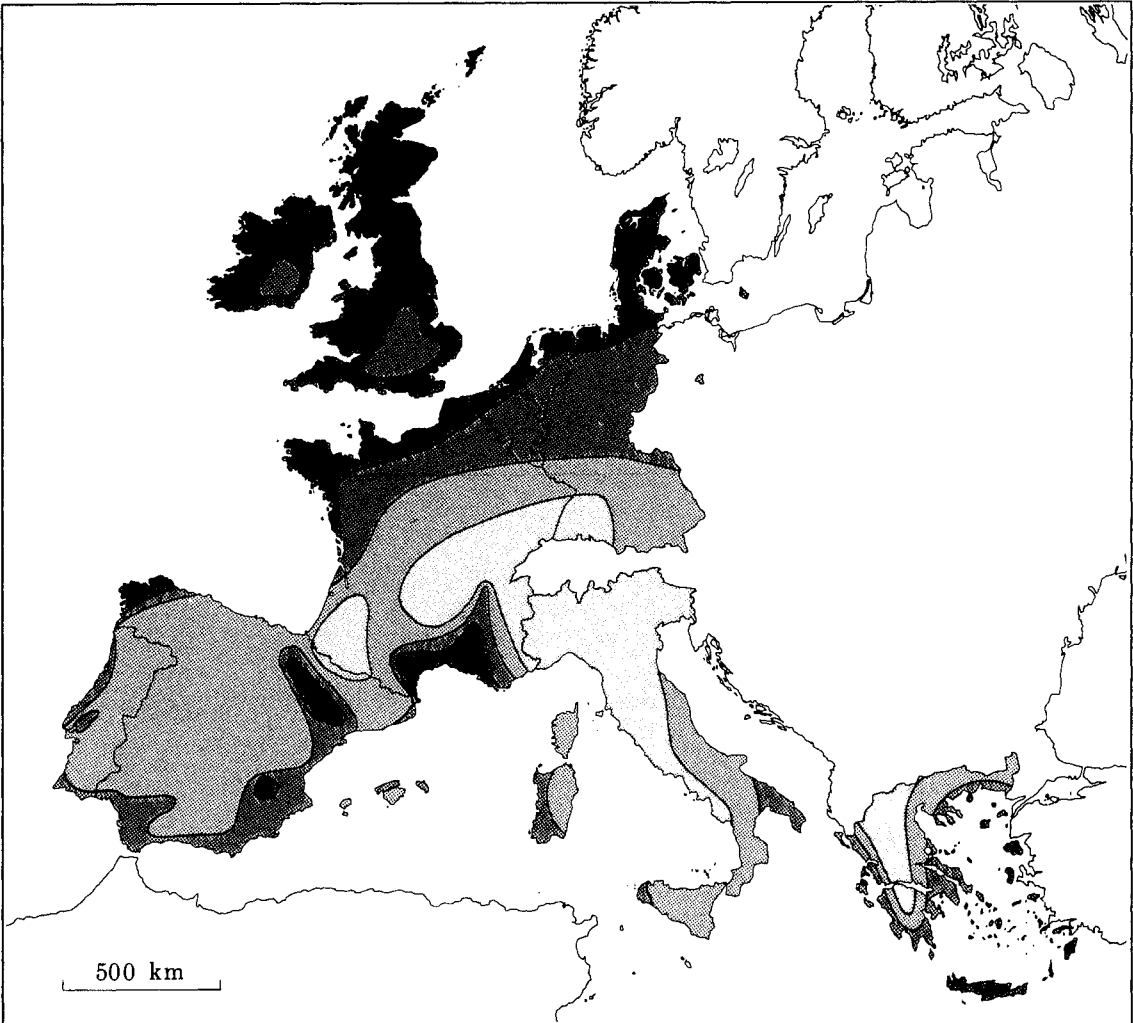
Schattierung	Relatives Relief [m]
keine	0 – 200
leichte	200 – 800
starke	> 800

Das relative Relief wird für die Karten von Griechenland und die atlantischen Inseln von Portugal und Spanien nicht dargestellt, weil die entsprechenden Informationen für diese Gegenden nicht verfügbar waren.

Eine detailliertere Karte des relativen Reliefs Westeuropas, eingeteilt in 8 Klassen, wird durch William-Olsson (1974) gegeben.

Obwohl kein direkter Zusammenhang zwischen dem auf den Karten dargestellten relativen Relief und den in Kapitel 1 erwähnten europäischen Landschaftstypen existiert, befinden sich die Landschaften der Typen 1 und 2 meistens in der Klasse mit dem kleinsten relativen Relief, wogegen Landschaften der Type 5 sich meistens in den dunkel schattierten Bezirken befinden. Gegenden mit einer leichten Schattierung entsprechen im allgemeinen der Type 3 oder 4.

Bild 2.3. Verteilung der Windressourcen in Europa. Mit Hilfe der Beschreibung kann die verfügbare Windenergie in einer Höhe von 50 Metern für fünf verschiedene topographische Bedingungen ermittelt werden. Bezirke mit möglichen lokalen Konzentrationseffekten sind nicht dargestellt. Die Azoren, Madeira und die Kanarischen Inseln sind auf dieser Karte nicht gezeigt, können jedoch in einer der detaillierten Karten gefunden werden. ►



Windressourcen ¹ in 50 Meter Höhe über Grund für 5 verschiedene topographische Bedingungen										
	Geschütztes Gelände ²		Offenes Land ³		Meeresküste ⁴		Offenes Meer ⁵		Hügel und Kämm ⁶	
	m s^{-1}	Wm^{-2}	m s^{-1}	Wm^{-2}	m s^{-1}	Wm^{-2}	m s^{-1}	Wm^{-2}	m s^{-1}	Wm^{-2}
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

- 1. Die Ressourcen beziehen sich auf die im Wind enthaltene Leistung. Eine Windturbine kann zwischen 20 und 30% der verfügbaren Ressourcen nutzen. Die Ressourcen sind für eine Luftdichte von 1.23 kg m^{-3} berechnet, entsprechend einem Standarddruck auf Meereshöhe und einer Temperatur von 15°C . Die Luftdichte nimmt mit der Höhe ab, jedoch beträgt die entsprechende Verminderung der Leistungsdichte bis 1000 m Meereshöhe weniger als 10%, siehe Tabelle B.1 im Anhang B.
- 2. Besiedeltes Gelände, Wälder und landwirtschaftliches Gelände mit vielen Windhindernissen (Rauhigkeitsklasse 3).
- 3. Offene Landschaften mit wenig Windhindernissen (Rauhigkeitsklasse 1). Im allgemeinen werden hier die günstigsten In-landstandorte gefunden.
- 4. Diese Klassen gehören zu einem geraden Küstenstreifen, einer gleichmäßigen Windrose und einer Geländeoberfläche mit wenigen Windhindernissen (Rauhigkeitsklasse 1). Die Ressourcen werden größer sein und näher an den Werten des offenen Meeres liegen, wenn Winde aus Meeresrichtung öfter vorkommen, d.h. die Windrose ist nicht gleichförmig und/oder das Gelände führt ins Meer. Im Gegensatz dazu werden die Ressourcen im allgemeinen kleiner und näher den Landwerten, wenn ablandige Winde häufiger vorkommen.
- 5. Küstenentfernung mehr als 10 km (Rauhigkeitsklasse 0).
- 6. Die Klassen beziehen sich auf 50% Geschwindigkeitserhöhung und wurden für einen Standort auf einem Gipfel eines freistehenden achsial-symmetrischen Hügels mit einer Höhe von 400 Metern und einem Basisdurchmesser von 4 km berechnet. Die Geschwindigkeitserhöhung hängt von der Höhe, Länge und der spezifischen Lage des Hügels ab.

Teil II

BESTIMMUNG DER WINDRESSOURCEN

Kapitel 3

Allgemeine Konzepte

Die Ermittlung der Windressourcen erstreckt sich von der Gesamtabschätzung der mittleren Windenergie für eine große Fläche – *regionale Abschätzung* genannt – bis zur Vorhersage der mittleren jährlichen Energieproduktion einer speziellen Windturbine für einen bestimmten Standort – *Standortermittlung* genannt. Für diese Standortermittlung müssen im allgemeinen die Informationen viel detaillierter vorliegen als für eine regionale Abschätzung. Die allgemeinen Konzepte der topographischen Analyse und der regionalen Windklimatologien können jedoch für beide Anwendungen zugrunde gelegt werden.

Um die Einflüsse der Topographie auf den Wind zu berechnen, ist eine systematische Beschreibung der Topographie erforderlich.

In der Nähe eines Hindernisses, wie z.B. eines Gebäudes, wird der Wind stark durch dessen Nähe beeinflusst. Diese Beeinflussung erstreckt sich vertikal auf einen Bereich der dreifachen Höhe des Hindernisses und windabwärts auf Entfernungen, die das 30- bis 40-fachen der Höhe betragen können. Wenn Untersuchungen in diesem Bereich angestellt werden sollen, wird es nötig sein, die Windschatten-Effekte zu berücksichtigen.

Der kollektive Einfluß der Geländeoberfläche und der Hindernisse, der zu einer Verminderung der Windgeschwindigkeit nahe der Oberfläche führt, wird durch die Geländerauhigkeit beschrieben. Die Vegetation und Gebäude sind Beispiele von topographischen Elementen, welche die Rauhigkeit beeinflussen.

Orographische Elemente wie z.B. Hügel, Felsen, Böschungen und Bergschultern stellen eine zusätzliche Beeinflussung des Windes dar. In der Nähe des Gipfels oder des Gebirgskammes wird dadurch die Windgeschwindigkeit erhöht, während sie sich in der Nähe der Talsohle und in Tälern vermindert.

Für eine gegebene Situation beeinflussen drei Hauptmöglichkeiten den Wind, nämlich: Windschatten, Rauhigkeit und Orographie. Als eine allgemeine Regel ist es deshalb notwendig, die Windhindernisse in der Nähe, die Rauhigkeit des umgebenden Geländes und die Orographie zu spezifizieren.

3.1 Die Gelände-Rauhigkeit

Die Rauhigkeit einer speziellen Oberfläche wird durch die Größe und Verteilung der Rauhigkeitselemente bestimmt; für Geländeoberflächen sind das typischerweise Vegetation, bebaute Flächen und die Bodenoberfläche. Für den Windatlass wurden die unterschiedlichen Gelände in vier Typen eingeteilt, jede Geländetype wird bezogen auf eine *Rauhigkeits-Klasse*. Die Beschreibung und Darstellung der vier Rauhigkeitsklassen wird in den Abbildungen 1.2–1.5 gegeben.

Die Rauhigkeits-Länge

Die Rauhigkeit eines Geländes wird allgemein durch einen Längenmaßstab, der Rauhigkeitslänge z_0 , charakterisiert.

Eine einfache empirische Beziehung zwischen den Rauhigkeits-Elementen und der Rauhigkeitslänge wurde durch Lettau (1969) gegeben. Ein Rauhigkeits-Element wird charakterisiert durch seine Höhe h und die dem Wind angebotene Querschnittsfläche S . Für eine Anzahl von gleichmäßig über eine Fläche verteilten Rauhigkeits-Elementen kann deren Dichte durch eine mittlere Horizontalfläche A_H beschrieben werden. Dann gilt:

$$z_0 = 0.5 \cdot \frac{h \cdot S}{A_H} \quad (3.1)$$

Diese Formel gibt eine vernünftige Schätzung von z_0 , wenn A_H viel größer als S ist. z_0 wird überschätzt, wenn sich A_H in der gleichen Größenordnung wie S befindet. Dieser Effekt kann dadurch erklärt werden, daß die Strömung über die Hindernisse hinweggehoben wird, wenn diese zu dicht zusammenstehen. In diesem Fall trägt nur ein Teil von S und h zur Rauhigkeit bei. Diese Strömungsanhebung erfordert Messungen in der Höhe über Grund zwischen etwa der Spitze der Rauhigkeits-Elemente und der halben Höhe dieser Elemente. Diese Höhe wird als *Versetzungs-Länge* bezeichnet. Die Versetzungslänge muß an Standorten mit Wäldern und hoher Vegetation besonders berücksichtigt werden. In Gleichung 3.1 wird ebenfalls angenommen, daß die Porosität Null ist, d.h. die Rauhigkeits-Elemente aus Festkörpern bestehen. Für poröse Rauhigkeitselemente muß z_0 in Gleichung 3.1 durch einen Anteil, der der Porosität entspricht, reduziert werden.

Beispiel 3.1 Gleichung 3.1 kann für die Berechnung der Rauhigkeitslänge eines Geländes mit einer großen Anzahl von Häusern (Provinzstadt) angewandt werden. Die Rauhigkeit wird aufgrund der Werte $h = 5$ m, $S = 100$ m² und $A_H = 1000$ m² abgeschätzt:

$$z_0 = 0.5 \cdot 5 \cdot \frac{100}{1000} = 0.25 \text{ m}$$

Die empirische Beziehung kann auch auf Windhindernisse mit Hilfe der Formel $S \sim hL$ und $A_H \sim \ell L$ angewendet werden, wobei L die Länge des Windhindernisses und ℓ den Abstand zwischen den Hindernissen darstellt. Damit wird die Gleichung 3.1:

$$z_0 = 0.5 \cdot \frac{h^2}{\ell} \quad (3.2)$$

Für eine typische Höhe von 10 Metern kann der Einfluß von ℓ auf z_0 durch die folgende Tabelle dargestellt werden:

ℓ [m]	1000	500	200
z_0 [m]	0.05	0.1	0.25

In dieser Berechnung wurde eine Porosität von Null angenommen. Für Windhindernisse wie Bäume oder Büsche ist die Porosität ungefähr 0.5, was dazu führt, daß der Abstand zwischen den Windhindernissen für dieselbe Rauigkeitsklasse um den Faktor zwei vermindert werden kann.

Abbildung 3.1 gibt die Verhältnisse zwischen der Rauigkeitslänge, den Geländeeigenschaften und der Rauigkeitsklasse an. Die Rauigkeitslänge von Oberflächen mit Vegetation können sich mit der Windgeschwindigkeit ändern; z.B. kann das Durchbiegen von Stengeln durch den Wind die Form der Oberfläche verändern. Ein ähnliches Phänomen tritt für Wasserwellen auf, bei denen beides, die Höhe und Form der Wellen, von der Windgeschwindigkeit abhängig ist. Für die Rauigkeit über Wasser gilt die folgende Formel, wenn Zähigkeitseinflüsse und die Oberflächenspannung des Wassers vernachlässigt werden (Charnock, 1955):

$$z_0 = b \frac{u_*^2}{g} \quad (3.3)$$

wobei b eine Konstante ist ($b \approx 0.014$), g die Beschleunigung und u_* die Reibungsgeschwindigkeit, s. Gleichung 8.2).

Im Windatlas wurde versucht, sowohl die Gleichung 3.3 als auch einen Festwert für die Rauigkeit über Wasserflächen der Rauigkeitsklasse Null zu verwenden. Dabei hat sich herausgestellt, daß der Festwert von 0.0002 m gleich gute Ergebnisse wie Gleichung 3.3 für niedrige bis hohe Windgeschwindigkeiten im interessierenden Bereich liefert. Deshalb wurden alle Statistiken im Windatlas mit diesem Wert gerechnet.

Es sollte beachtet werden, daß im allgemeinen die im Windatlas verwendete Rauigkeitslänge als ein klimatologischer Parameter betrachtet werden muß, weil sich die Rauigkeit einer Fläche mit Belaubung, Vegetation, Schnee usw. ändert. Die Energie-Erzeugung mit Hilfe einer Windturbine muß auf der Basis der Klimatologie bestimmt werden, hauptsächlich wegen der Wettervariationen; jedoch können die saisonalen Variationen der lokalen Geländecharakteristika auch einen erheblichen Einfluß ausüben.

z_0 [m]	Typen von Geländeoberflächen	Rauhigkeits-Klasse
1.00	Stadt Wald	3
0.50	Vorstädte	
0.30	Bebautes Gelände	
0.20	Viele Bäume und/oder Büsche	
0.10	Landwirtschaftliches Gelände mit geschlossenem Erscheinungsbild	2
0.05	Landwirtschaftliches Gelände mit offenem Erscheinungsbild	
0.03	Landwirtschaftliches Gelände mit sehr wenigen Gebäuden, Bäumen usw. Flughäfen mit Gebäuden und Bäumen	1
0.01	Flughäfen, Start- u. Landebahn Weidegras	
$5 \cdot 10^{-3}$	Blanke Erde (glatt)	0
10^{-3}	Schneeoberflächen (glatt)	
$3 \cdot 10^{-4}$	Sandoberflächen (glatt)	
10^{-4}	Wasserflächen (Seen, Fjorde und das Meer)	

Bild 3.1. Rauhigkeits-Länge, Oberflächen-Charakteristika und Rauhigkeits-Klasse. Die Rauhigkeitsklassen sind durch die vertikalen Pfeile angezeigt, die Mittelpunkte geben die Referenzwerte an, die Längen der Pfeile zeigen die typischen Bereiche der Unsicherheit in den Rauhigkeits-Abschätzungen.

3.2 Windschatten hinter Hindernissen

Der Windschatten ist als die relative Abnahme der Windgeschwindigkeit, verursacht durch ein Hindernis im Gelände, definiert. Ob ein Hindernis an einem spezifischen Standort zu einem Windschatten führt, hängt von den folgenden Eigenschaften ab:

- die Entfernung vom Hindernis bis zum Standort (x)
- die Höhe des Hindernisses (h)
- die Höhe des interessierenden Punktes am Standort (H)
- die Länge des Hindernisses (L)
- die Porosität des Hindernisses (P)

Abbildung 3.2 zeigt die Reduktion der Windgeschwindigkeit als Folge einer Abschattung durch ein unendlich langes, zweidimensionales Hindernis mit einer Porosität von Null. Die Abschattung nimmt mit abnehmender Länge und zunehmender Porosität des Hindernisses ab.

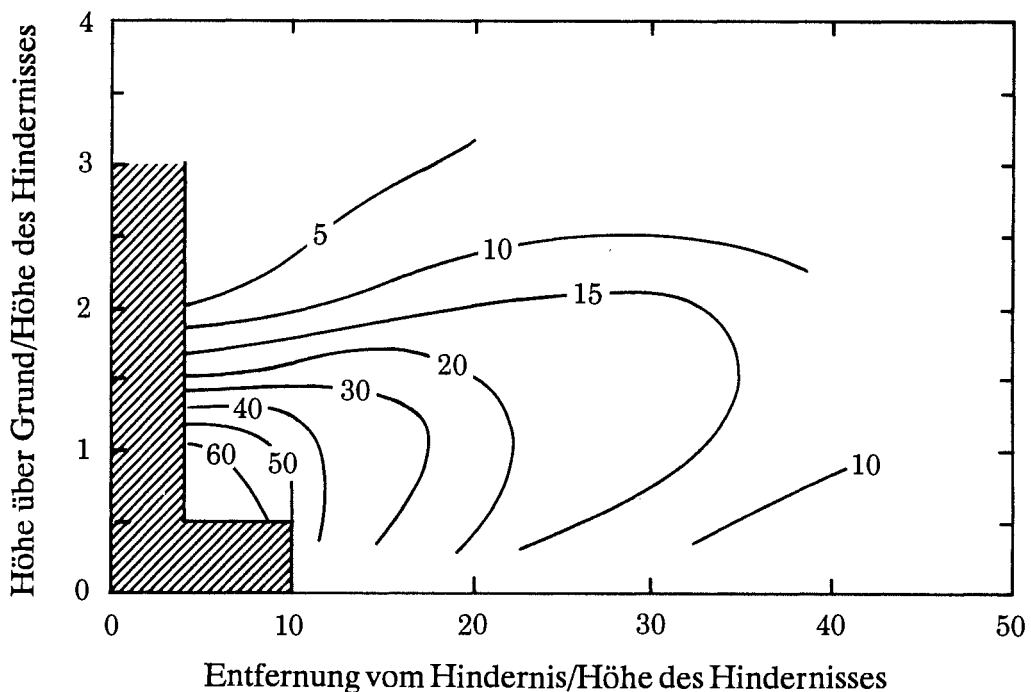


Bild 3.2. Reduktion der Windgeschwindigkeit (R_1) in Prozent als Folge der Abschattung durch ein zweidimensionales Gebilde, auf der Basis der Angaben von Perera (1981). In der schraffierten Zone ist die Abschattung stark abhängig von der detaillierten Geometrie des Hindernisses. Zusätzlich wird gewöhnlich die Windgeschwindigkeit in der unmittelbaren Nähe und über dem Hindernis erhöht – ähnlich wie bei den Erhöhungseffekten über Hügeln.

Allgemein kann angenommen werden, daß die Porosität für Gebäude gleich Null und für Bäume ≈ 0.5 gesetzt werden kann. Eine Reihe von ähnlichen Gebäuden mit

einem Abstand zwischen den Gebäuden von etwa einem Drittel der Gebäudelänge besitzt eine Porosität von ungefähr 0.33. Für windbrechende Hindernisse sind die Zahlen in Tabelle 3.1 aufgelistet. Die Porosität von Bäumen ändert sich mit dem Belaubungszustand, d.h. mit der Jahreszeit; wie die Rauigkeitslänge sollte auch die Porosität als klimatologischer Parameter betrachtet werden.

Tabelle 3.1. Porosität von windbrechenden Hindernissen.

Erscheinungsbild	Porosität P
Fest (Wand)	0
Sehr dicht	≤ 0.35
Dicht	0.35 - 0.50
Offen	≥ 0.50

Der Einfluß der Porosität P ($0 \leq P \leq 1$) wird durch den Multiplikationsfaktor $(1 - P)$ angenähert. Eine weitere Einflußgröße bezüglich der Korrektur von Winddaten ist die laterale Dimension des Hindernisses. Die meisten empirischen Daten, einschließlich der Daten von Perera (1981), betreffen zweidimensionale Zäune oder Abschattungsgürtel mit "unendlichen" lateralen Ausdehnungen. Der Windschatten von Hindernissen mit endlicher lateraler Ausdehnung wird wegen der lateralen Vermischung im Lee vermindert. Weiterhin ist der Einfluß auf die mittlere Windgeschwindigkeit für einen gegebenen Azimuth-Sektor als Folge der endlichen Winkelausdehnung, mit der das Hindernis von dem betrachteten Standort aus gesehen wird, reduziert. In einem gegebenen 30° -Sektor kann die Verminderung der mittleren Windgeschwindigkeit (R_2) annäherungsweise durch die Reduktion der Abschattungsverhältnisse aus Gleichung 3.2 erhalten werden, wenn die folgenden Ausdrücke, abgeleitet von einfachen geometrischen Überlegungen, verwendet werden:

$$R_2 = \begin{cases} \left(1 + 0.2 \frac{x}{L}\right)^{-1} & \text{für } \frac{L}{x} \geq 0.3 \\ 2 \frac{L}{x} & \text{für } \frac{L}{x} \leq 0.3 \end{cases} \quad (3.4)$$

Deshalb

$$u_{cor} = u \cdot (1 - R_2 \cdot R_1(1 - P)) \quad (3.5)$$

wobei u_{cor} und u die mittleren Windgeschwindigkeiten darstellen, entsprechend den abgeschatteten und nicht abgeschatteten Bedingungen, und $R_1 = \Delta u/u$ die fraktionale Windgeschwindigkeits-Reduzierung aus Abbildung 3.2.

3.3 Der Einfluß der Gelände-Höhenvariationen

Die Einflüsse von Gelände-Höhenvariationen auf das Windprofil können am besten mit Hilfe der Resultate, die aus dem internationalen Feldexperiment am Askervein-Hügel auf der Insel Süd Uist in den Hebriden (Taylor und Teunissen, 1987; Salmon et al., 1987) erhalten wurden, gezeigt werden. Abbildung 3.3 zeigt eine perspektivische Darstellung des Askervein-Hügels. Die Linie, entlang derer die Windgeschwindigkeitsmessung und deren Richtungen vorgenommen wurden, ist durch die meteorologischen Meßtürme dargestellt.

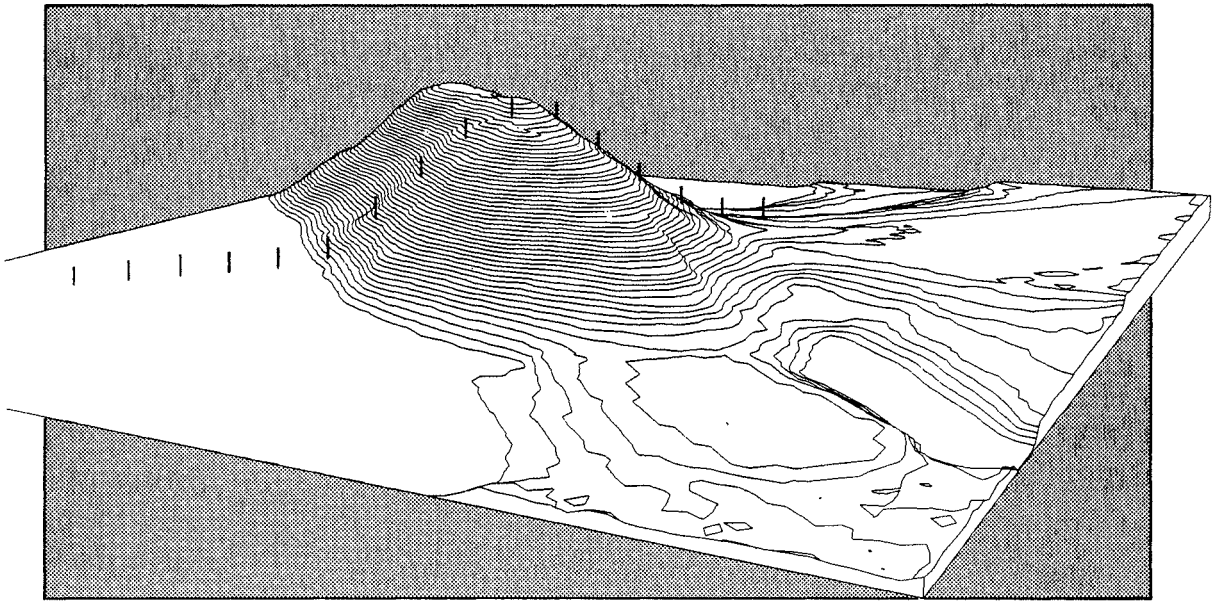


Bild 3.3. Perspektivische Darstellung des Askervein-Hügels.

Die Meßdaten sind in Abbildung 3.4 mit den relativen Geschwindigkeits-Erhöhen ΔS bei 10 m über Grund als Funktion des Abstandes vom Gipfel dargestellt. Die relative Windgeschwindigkeits-Erhöhung ΔS ist definiert:

$$\Delta S = \frac{u_2 - u_1}{u_1} \quad (3.6)$$

wobei u_2 und u_1 die Windgeschwindigkeiten für den Standort vor dem Hügel und auf dem Gipfel des Hügels für jeweils dieselbe Höhe über Grund darstellen.

Die Daten in Abbildung 3.4 wurden für eine zur Bergschulter nahezu senkrechte Windrichtung erhalten. Ebenso sind auch die Resultate von drei numerischen Modellen dargestellt, das BZ-Modell, das in der Windatlas-Analyse verwendet wurde, und zwei andere Modelle (Beljaars et al., 1987). Einige erwähnenswerte Eigenschaften aus Abbildung 3.4 sind:

- die Windgeschwindigkeits-Erhöhung an der Bergschulter beträgt 80 Prozent, verglichen mit der ungestörten mittleren Windgeschwindigkeit vor dem Berg
- die negative Windgeschwindigkeits-Erhöhung (Windgeschwindigkeits-Ver-minderung) vor und hinter dem Hügel beträgt 20 bis 40 Prozent, verglichen mit der ungestörten mittleren Windgeschwindigkeit vor dem Berg.

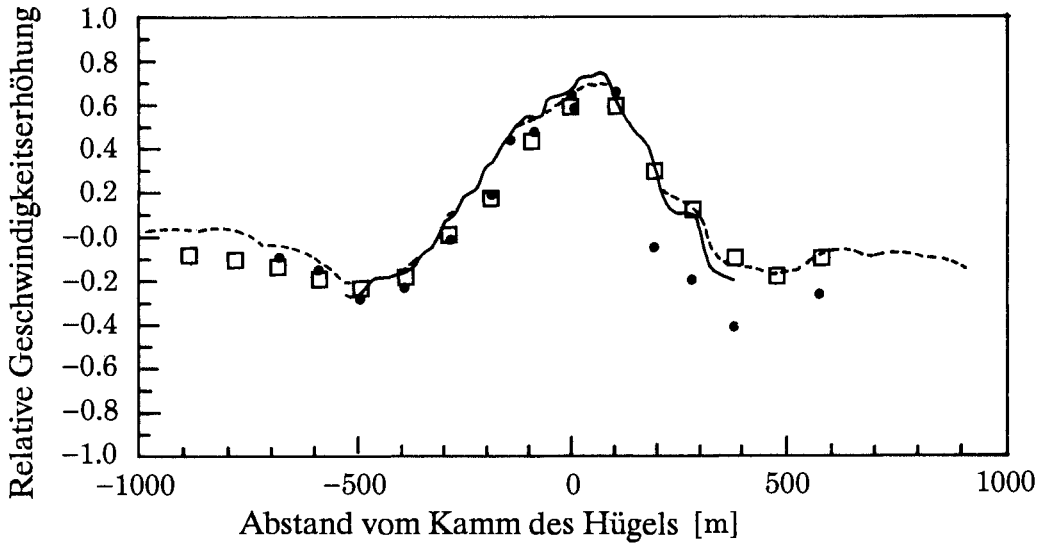


Bild 3.4. Relative Windgeschwindigkeits-Erhönungs-Verhältnisse für die Strömung über dem Askervein-Hügel bei 10 Metern Höhe über Grund. Die Messungen sind als Punkte eingetragen und Resultate aus den orographischen Modellen durch Quadrate gekennzeichnet. Ergebnisse von zwei anderen numerischen Modellen sind durch eine volle und eine gestrichelte Linie dargestellt.

Abbildung 3.5 zeigt Windprofile, die gleichzeitig vor und auf dem Gipfel des Askervein-Hügels gemessen wurden. Man beachte, daß das aufwärtsströmende Profil logarithmisch mit der Höhe verläuft, während das Profil an der Hügelspitze ein Knie in der Höhe ℓ , der Höhe der maximalen Geschwindigkeits-Erhöhung, aufweist. Oberhalb des Knies ist das Profil konstant, bis es mit dem Profil der aufwärts gerichteten Strömung in der Höhe $2L$ zusammenläuft. Dabei ist L die charakteristische Länge des Hügels, die typischerweise die halbe Gesamtbreite beträgt, siehe Abbildung 3.6. Angenäherte Ausdrücke für ΔS und ℓ können in Jensen et al. (1984) gefunden werden:

$$\Delta S \simeq 2 \frac{h}{L} \quad (3.7)$$

$$\ell \simeq 0.3 \cdot z_0 \left(\frac{L}{z_0} \right)^{0.67} \quad (3.8)$$

Diese Formeln können gut verwendet werden, wenn die zur Windrichtung senkrechte Ausdehnung viel größer als L ist und deshalb das Problem als zweidimensional betrachtet werden kann.

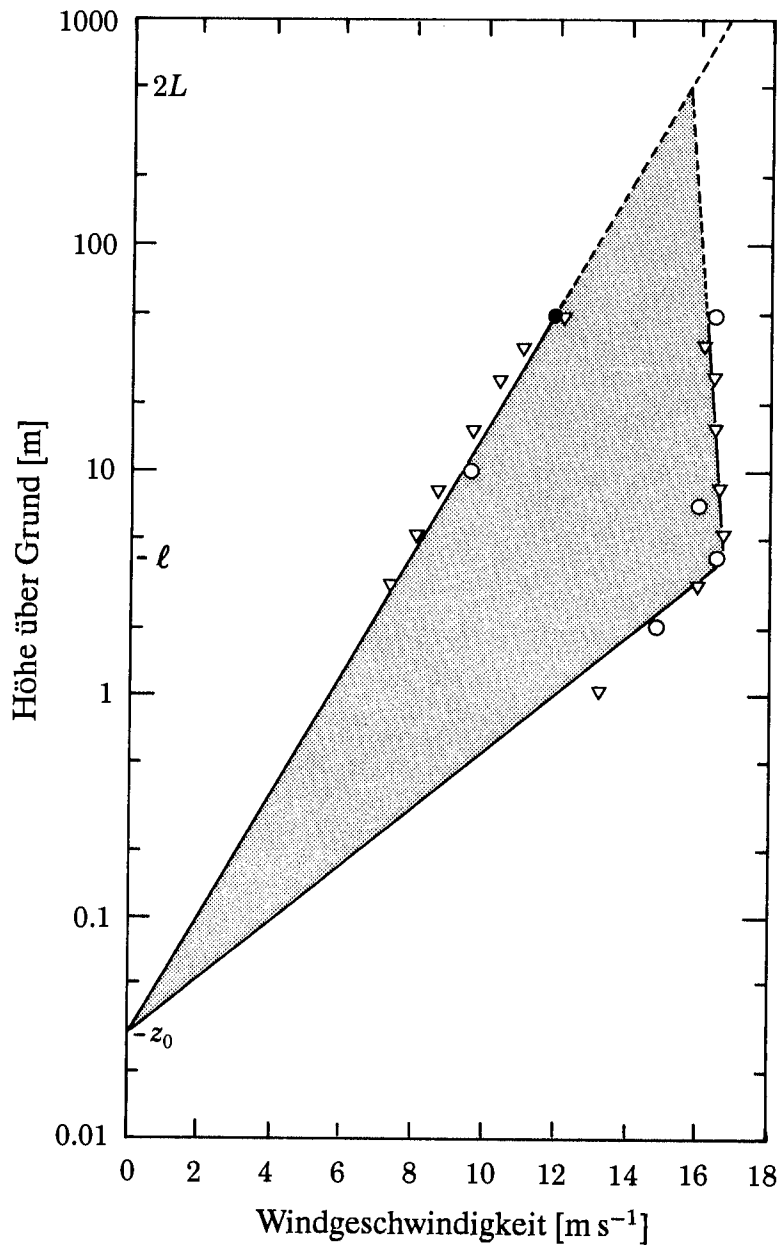


Bild 3.5. Windprofile, die gleichzeitig auf der aufwärts strömenden Seite und auf dem Gipfel des Askervein-Hügels gemessen wurden (Jensen et al., 1984). Die Symbole zeigen Windgeschwindigkeits-Messungen. Das Profil der aufwärts gerichteten Strömung ist die gerade Linie links, für den Gipfel stellt die gerade Linie rechts das Profil dar. Die beiden Längenmaßstäbe L und ℓ sind in Abbildung 3.6 definiert.

Aus diesem Beispiel wird ersichtlich, daß Hügel einen starken Einfluß auf die Strömung besitzen. Man sollte jedoch beachten, daß alle Höhenänderungen im Gelände die Strömung beeinflussen: Die Erhöhung um 5% kann eine 5%ige Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit bringen – die wiederum zu einer 15%igen Erhöhung der verfügbaren Leistung führen kann. Es ist oft schwierig – und in kompliziertem Gelände unmöglich – einfache Formeln wie in Gleichung 3.7 und 3.8 für die Ermittlung von Windressourcen an spezifischen Standorten zu verwenden. Deshalb wird es in den meisten Fällen notwendig, numerische Modelle für die Berechnung zu verwenden.

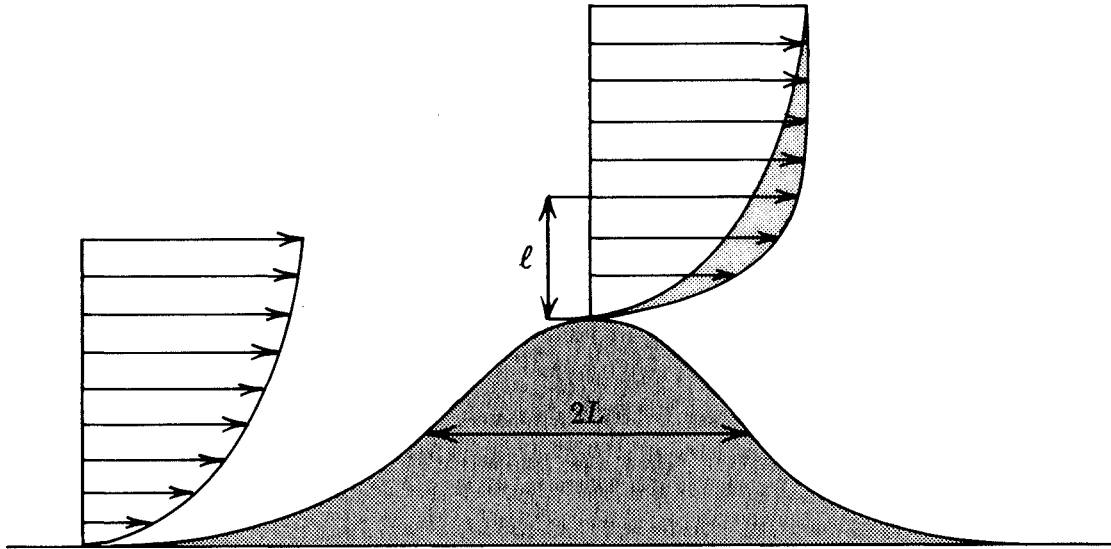


Bild 3.6. Strömung über einen idealisierten Hügel mit Profilen vor dem Hügel und auf dem Gipfel. Die beiden Längen, die die Strömung charakterisieren, sind wie folgt dargestellt: L ist die charakteristische Länge des Hügels, hier – der traditionellen Nomenklatur folgend – die halbe Breite in der Mitte des Hügels; ℓ die Höhe der maximalen Windgeschwindigkeits-Erhöhung.

Ein Beispiel ist die portugiesische Station Bragança, wie in Abbildung 3.7 dargestellt. Die Änderungen im Windprofil sind für jeden Richtungssektor in Tabelle 3.2 aufgeführt und wurden mit Hilfe des orographischen Modells, siehe Beschreibung in Kapitel 8, berechnet.

Für gewisse Situationen läßt sich eine präzise Definition der "Höhe über Grund" nicht geben. Als Beispiel sei eine Windturbine auf einem niedrigen Hügel betrachtet: Wenn die Höhe des Hügels sehr gering im Verhältnis zur Nabenhöhe der Windturbine ist und die Seiten stark abfallen, kann der Hügel als ein Bestandteil der Turbine, der die Nabenhöhe vergrößert, angesehen werden. Die Situation ändert sich jedoch mit erhöhten lateralen und vertikalen Ausdehnungen des Hügels; die relevante Höhe bezieht sich dann nur noch auf die Höhe über dem Gipfel.

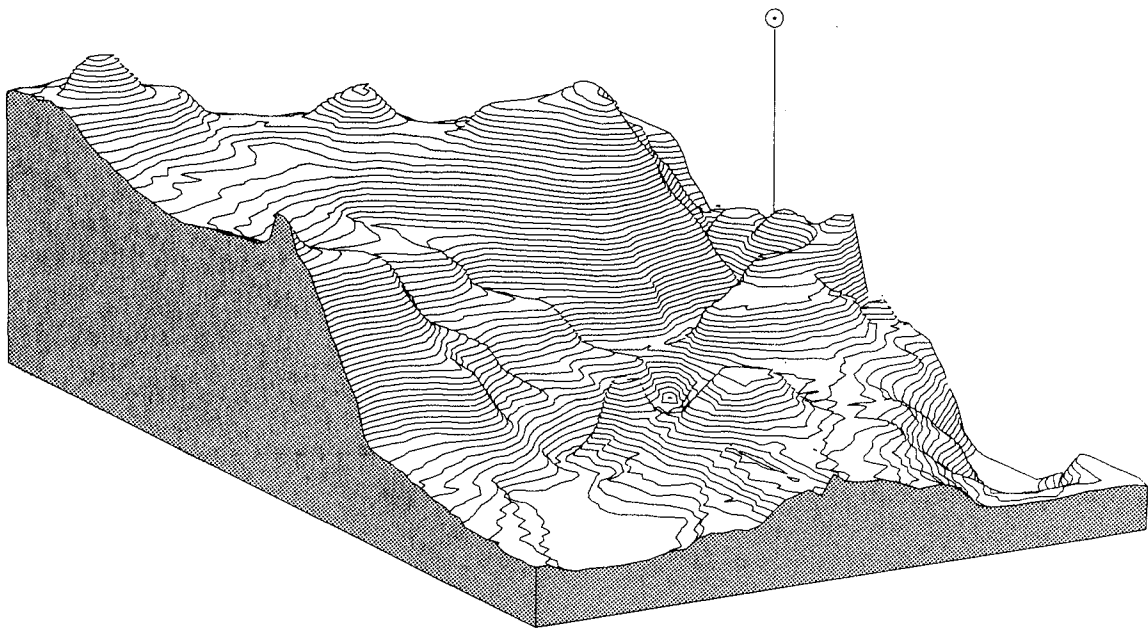


Bild 3.7. Perspektivische Darstellung der orographischen Lage der portugiesischen Station Bragança.

Sektor												
<i>z</i>	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10	120	75	21	27	84	124	120	75	21	29	90	124
	−8	−19	−11	14	18	6	−8	−19	−11	15	19	6
25	68	35	8	14	47	71	68	39	8	14	49	71
	−7	−14	−6	10	13	4	−7	−14	−6	10	13	4
50	42	22	3	7	29	45	42	22	3	7	29	45
	−5	−10	−4	7	9	3	−5	−10	−4	7	10	3
100	22	9	0	2	15	20	22	9	0	2	15	25
	−4	−6	−2	5	6	1	−4	−6	−2	5	6	1
200	8	1	−2	0	7	10	8	1	−2	0	7	10
	−2	−3	0	3	3	0	−2	−3	0	3	3	0

Tabelle 3.2. Rechenergebnisse für Bragança aus dem orographischen Modell. Für jeden Sektor und die fünf Standardhöhen gibt die Tabelle die Geschwindigkeits-Erhöhung bzw. -Reduktion in Prozent (erste Linie) und die Änderung der Windrichtung in Graden (zweite Linie) an.

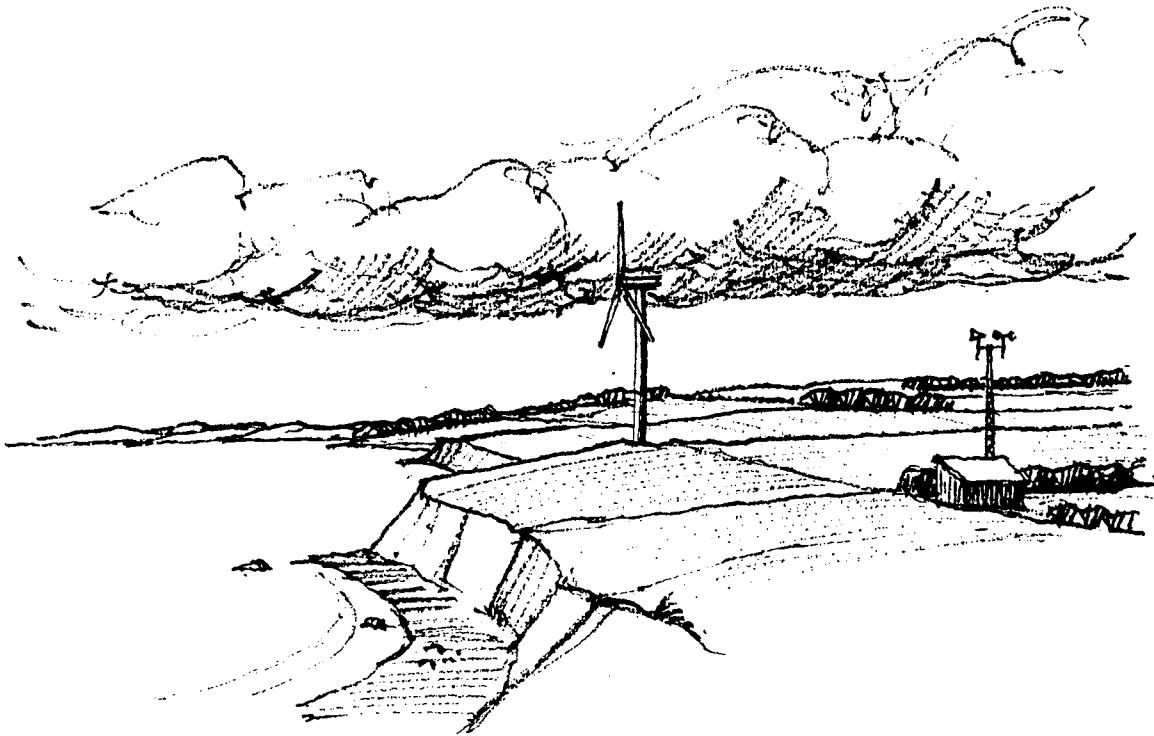


Bild 3.8. Eine Windturbine am Steilhang.

Ein weiteres Beispiel ist in Abbildung 3.8 gezeigt, bei dem eine Windturbine dicht an einen Steilhang gebaut wurde. Für auflandige Winde könnte man versucht sein, die Höhe von der Wasseroberfläche bis zur Nabenhöhe zu verwenden. Dies ist jedoch nicht richtig, weil der Wind durch diesen Steilhang schon lange, bevor er das Land erreicht, beeinflußt und die relevante Höhe deshalb die Höhe über Grund wird.

Kapitel 4

Das regionale Windenergie-Potential

Die regionale Beurteilung der Windenergie-Ressourcen geht aus der Abschätzung der möglichen Energieproduktion aufgrund einer großen Anzahl von Windturbinen, die über die Region verteilt sind, hervor. Solche Untersuchungen können mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad durchgeführt werden. Im Idealfall sollten diese auf einer genauen Standortermittlung für eine große Anzahl spezifischer Installationen basieren.

Ein Beispiel einer sehr detaillierten Abschätzung ist in Abbildung 4.1 gezeigt. Die Zielvorstellung war zu untersuchen, wie viele 50-m-Windturbinen in Dänemark installiert werden könnten. Die Klassifizierung wurde in 100 Karten mit einem Maßstab von 1:50 000, die das gesamte Land erfassen, durchgeführt. Außer diesem eigentlichen Anwendungszweck wurden diese Karten für die Standortermittlung einzelner Windturbinen und Windfarmen benutzt.

Die Herstellung von detaillierten Rauigkeitskarten, wie in Abb. 4.1 gezeigt, stellen einen enormen Arbeitsaufwand dar, wenn große Regionen betrachtet werden sollen; deshalb müssen gewöhnlich lokale Details in der Darstellung von regionalen Windressourcen ausgeschlossen werden.

4.1 Die Anwendung der Windressourcen-Karten

Die Windressourcen-Karten in Kapitel 2 zeigen die Variation dieser Ressourcen über große homogene Flächen. In relativ unkompliziertem Gelände können diese Karten in Verbindung mit der Tabelle in Abbildung 2.3 für die Abschätzung der regionalen Ressourcen und für die mittlere Energie-Produktion von einzelnen Turbinen verwendet werden.

Die Karten geben zusammen mit den Erläuterungen die mittlere Windgeschwindigkeit und die mittlere Leistungsdichte in 50 Meter über Grund für fünf verschiedene topographische Bedingungen an. Mit Hilfe der Abbildungen 4.2 und 4.3 ist es möglich, die mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Leistungsdichte für Höhen



Bild 4.1. Beispiel einer Rauigkeits-Klassifizierung mit eingetragenen Windhindernissen, Baumgruppen, Höfen, Dörfern und Bepflanzungen. Die Karte umfaßt eine Fläche von ungefähr 22×28 km (Planstyrelsen, 1981).

zwischen 10 und 200 Metern über homogenem Gelände für jede der vier Rauigkeitsklassen zu bestimmen. Die Abbildungen zeigen die Umrechnungsfaktoren f_u und f_E für die mittlere Windgeschwindigkeit und die mittlere Leistung. Diese Faktoren müssen mit den entsprechenden Werten aus der Abbildung 2.3 in der Rauigkeitsklasse 1 (offenes Gelände) multipliziert werden. Die Vorgehensweise wird anhand der zwei folgenden Beispiele erläutert.

Beispiel 4.1 Abbildung 2.3 zeigt eine mittlere Leistungsdichte $E(50)$ von ungefähr 300 Wm^{-2} über einer großen offenen Fläche in Norddeutschland. Wenn man dazu die Leistungsdichte in einer Höhe von 40 m abschätzen möchte, ergibt sich aus Abbildung 4.2 der Umrechnungsfaktor 0.9; damit wird die Leistungsdichte bei 40 m $\approx 270 \text{ Wm}^{-2}$.

Beispiel 4.2 Die Windressourcen-Karte von Irland zeigt eine mittlere Leistungsdichte von ungefähr 500 Wm^{-2} über einem Gelände der Rauigkeitsklasse 1. Die für eine 50 Meter hohe Windturbine mit einem Rotordurchmesser von 50 Metern verfügbare Leistung wird dann: $500 \text{ Wm}^{-2} \times \text{Rotorfläche} \approx 980 \text{ kW}$, entsprechend ungefähr 8.6 GWh/Jahr.

Eine Windturbine kann jedoch nicht die gesamte Windenergie nutzen; aus aerodynamischen Betrachtungen ergibt sich eine maximal mögliche Ausnutzung von 59

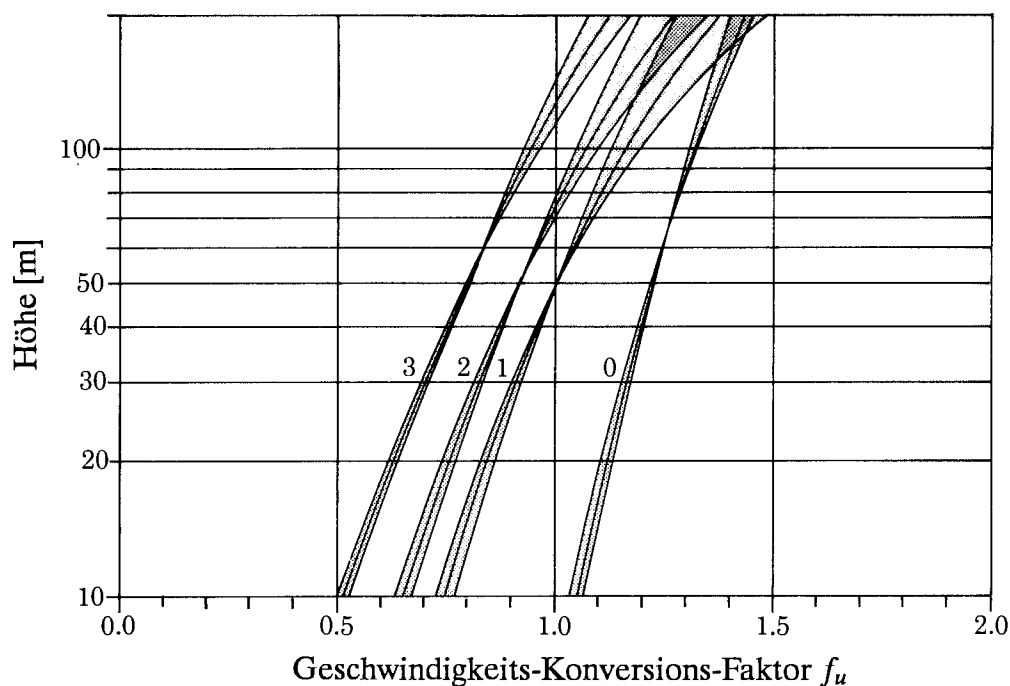


Bild 4.2. Mittlere Windgeschwindigkeits-Konversions-Faktoren, f_u . Zur Anwendung in Verbindung mit den Windressourcen-Karten von Kapitel 2 zur Bestimmung der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen Höhen von 10 und 200 Metern über homogenem Gelände für eine der vier Rauheitsklassen. Der Referenzwert (50 Meter, Klasse 1) ist durch einen Kreis gekennzeichnet. Die Schattierung zeigt die Unsicherheit als Folge klimatischer Unterschiede in Europa an.

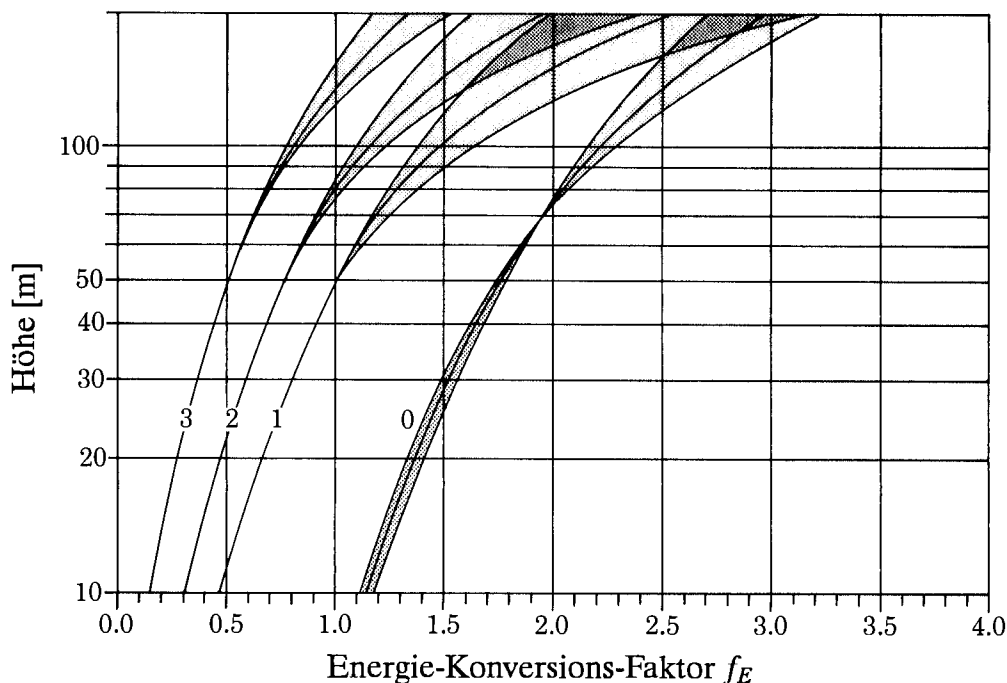


Bild 4.3. Mittlerer Energie-Konversions-Faktor f_E . Für die Anwendung in Verbindung mit den Windressourcen-Karten von Kapitel 2 zur Bestimmung der mittleren Leistungsdichte und für Höhen zwischen 100 und 200 Metern über homogenem Gelände für eine der vier Rauheitsklassen. Der Referenzwert (50 Meter, Klasse 1) wird durch einen Kreis gekennzeichnet. Die schattierten Flächen markieren die Unsicherheiten als Folge der klimatischen Differenzen in Europa.

Prozent. Dieser Wert wird gewöhnlich als *Betz-Grenzwert* (Betz, 1920) bezeichnet. In der Praxis werden jedoch nur 20 bis 30 Prozent der verfügbaren Leistung umgesetzt. Ein vernünftiger Wert für eine grobe Abschätzung sind 25 Prozent. Daraus kann die mittlere Energie-Produktion mit 2.2 GWh pro Jahr abgeschätzt werden.

Wenn die Karten in Küstenzonen und gebirgigen Gegenden verwendet werden sollen, müssen spezielle Einflüsse berücksichtigt werden, wie sie im folgenden beschrieben werden.

Küstenzonen

Wenn sich die Luft vom Meer zum Land bewegt oder umgekehrt, treten zwei hauptsächliche Effekte für die Windressourcen-Klimatologien auf, und zwar der Wechsel der Oberflächen-Rauhigkeit und der thermischen Oberflächen-Eigenschaften. Weit entfernt von der Küste ist das Windklima entweder maritim oder inlandsspezifisch, jedoch existiert zwischen beiden eine Mischzone. Die Breite der Küstenzone variiert abhängig vom Klima und der Topographie. Der Windatlas geht von einer Breite von 10 km für beide Seiten der Küstenlinie aus.

Die Abbildungen 4.4 und 4.5 zeigen den Übergang der mittleren Energiedichte in einer Höhe von 50 Metern, berechnet für zwei unterschiedliche Küstenzonen. Dieser Übergang ist als Funktion des Küstenabstands dargestellt. Ein Nordsee-Küstenabschnitt in den Niederlanden und ein Küstenabschnitt des Mittelmeeres in Frankreich wurden als Beispiele verwendet. Im allgemeinen hängt die Form der Kurven sowohl von der geographischen Position und Orientierung der Küste als auch von der Rauigkeitsklasse des Küstengebietes ab. Die Verhältnisse an einer spezifischen Küste können mit Hilfe der Rechenverfahren, wie im nächsten Kapitel beschrieben, durchgeführt werden.

Im ersten Beispiel der Nordsee-Küste in den Niederlanden läßt sich erkennen, daß der Wechsel der Bedingungen der offenen See sich über ≈ 10 km erstreckt, während die Änderung zu den Landbedingungen etwas abrupter, d.h. über ≈ 4 km erfolgt. Das zweite Beispiel zeigt die Verhältnisse an zwei französischen Mittelmeer-Küstenabschnitten in einer Region, die stark durch den Mistral beeinflusst wird. Die beiden Küstenlinien liegen senkrecht bzw. parallel zur Strömungsrichtung des Mistral.

Ein allgemeines Phänomen in vielen Küstengebieten ist das Auftreten der Land/See-Brise. Die *See-Brise* ist ein lokaler Wind, der vom Meer in Richtung Land bläst, ausgelöst durch Temperatur-Unterschiede, wenn die See kälter als das benachbarte Land ist. Deshalb bläst dieser Wind gewöhnlich an relativ ruhigen, sonnigen Sommertagen. Die *Land-Brise* ist der normalerweise zur Nachtzeit in umgekehrter Richtung schwächer wehende Wind. Wegen der im allgemeinen niedrigen Windgeschwindigkeiten, die bei Land/See-Brisen auftreten, beeinflussen diese das Windenergie-Potential von Küstengebieten kaum.

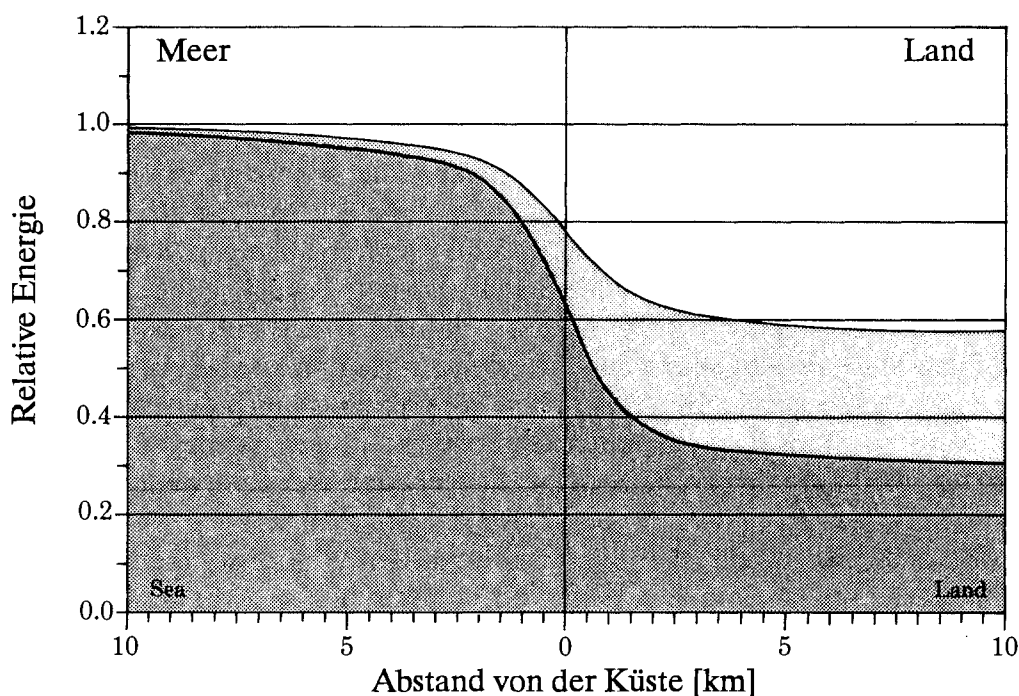


Bild 4.4. Mittlere Energiedichte in einer Höhe von 50 Metern, berechnet als Funktion des Abstands zu der Nordsee-Küste in den Niederlanden für zwei unterschiedliche Landrauhigkeiten. Die Küste ist in Richtung Süd/West bis Nord/Ost orientiert, das Gelände gehört zur Rauigkeitsklasse 1 (obere Linie) bzw. zur Rauigkeitsklasse 3 (untere Linie)

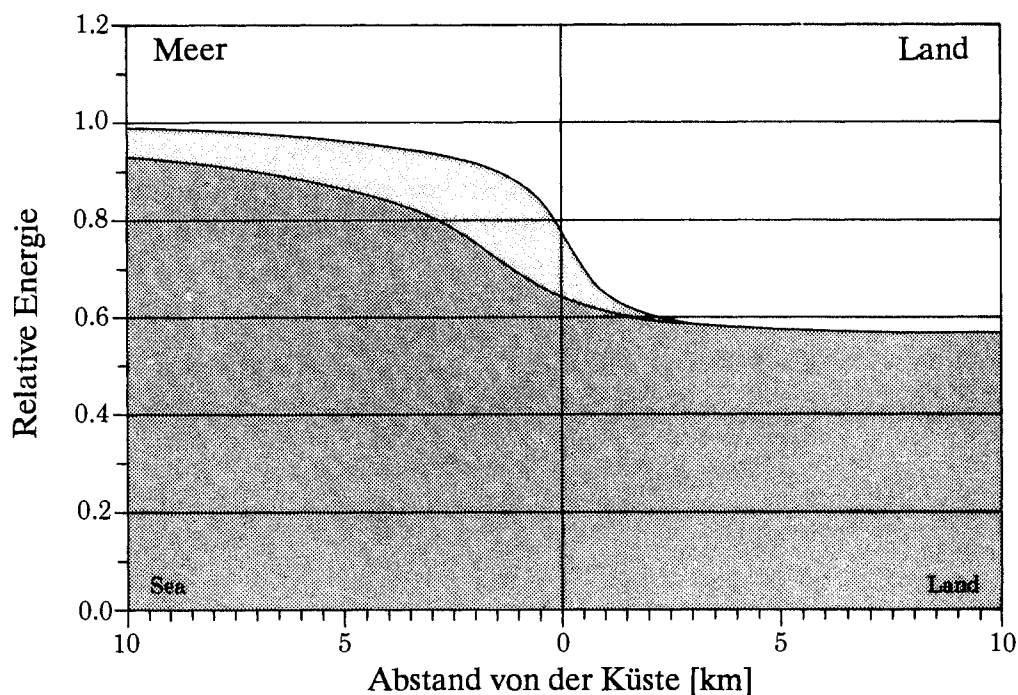


Bild 4.5. Mittlere Energiedichte in einer Höhe von 50 Metern, berechnet für zwei Küstenzonen als Funktion des Abstandes zum Mittelmeer in Frankreich; die zwei Küstenlinien liegen in einer Region, die durch den Mistral beeinflusst ist. Eine Küstenlinie liegt senkrecht (untere Linie), die andere parallel (obere Linie) zur Windrichtung des Mistral. Das Gelände gehört zur Rauigkeitsklasse 1.

Bergregionen

Der Zusammenhang zwischen den unterschiedlichen Stufen des in den Windressourcen eingezeichneten Reliefs und den fünf Landschaftstypen gemäß 1.6–1.10 wurde in Kapitel 2 erläutert. Es wurde weiter erwähnt, daß die Karten für Landschaften der Typen 1 und 2 direkt anwendbar sind, mit einiger Vorsicht auch auf weite Ebenen oder breite Täler der Landschaftstypen 3 und 4, jedoch nicht anwendbar auf die Landschaftstypen 5. Für diesen letzteren Typus ist es notwendig, eine Station in den Stations-Statistiken der betreffenden Region zu suchen, die als typisch für die zu untersuchende Situation gelten könnte. Es ist auch empfehlenswert, die in den Stations-Statistiken relevanten Stationen zu prüfen, bevor die in den Karten für die Landschaften der Typen 3 und 4 angegebenen Werte verwendet werden.

Als allgemeine Regel gilt, daß die Ermittlung der Windressourcen für hügeliges und bergiges Gelände nur mit Hilfe von numerischen orographischen Modellen durchführbar ist. Beispiele der Berechnung von Ressourcen in hügeligem Gelände werden im nächsten Kapitel in Sektion 5.4 gegeben.

Abbildung 4.6 zeigt eine Perspektive des Standortes der französischen Station Mont Aigoual im Zentralmassiv. Statistiken, die von dieser oder ähnlichen Stationen abgeleitet wurden, sind schwierig in Verbindung mit einer regionalen Ressourcen-Abschätzung anzuwenden, außer als Indikatoren von Ressourcen mit Standorten ähnlicher Umgebung.

Die Orographie erzeugt viele lokale Winde wie z.B. Föhn, Berg- und Talwinde, Bergjoch-Winde und katabatische Winde. Je nach ihrer Stärke und Häufigkeit können sie zu meßbaren Windenergie-Potentialen führen. Bevor jedoch versucht wird, solche Potentiale anzuwenden, ist es ratsam, die erwarteten Ressourcen durch Windmessungen zu verifizieren, da die lokale Volksmeinung zu einer Überschätzung der Häufigkeit des Auftretens hoher Windgeschwindigkeiten führen kann.

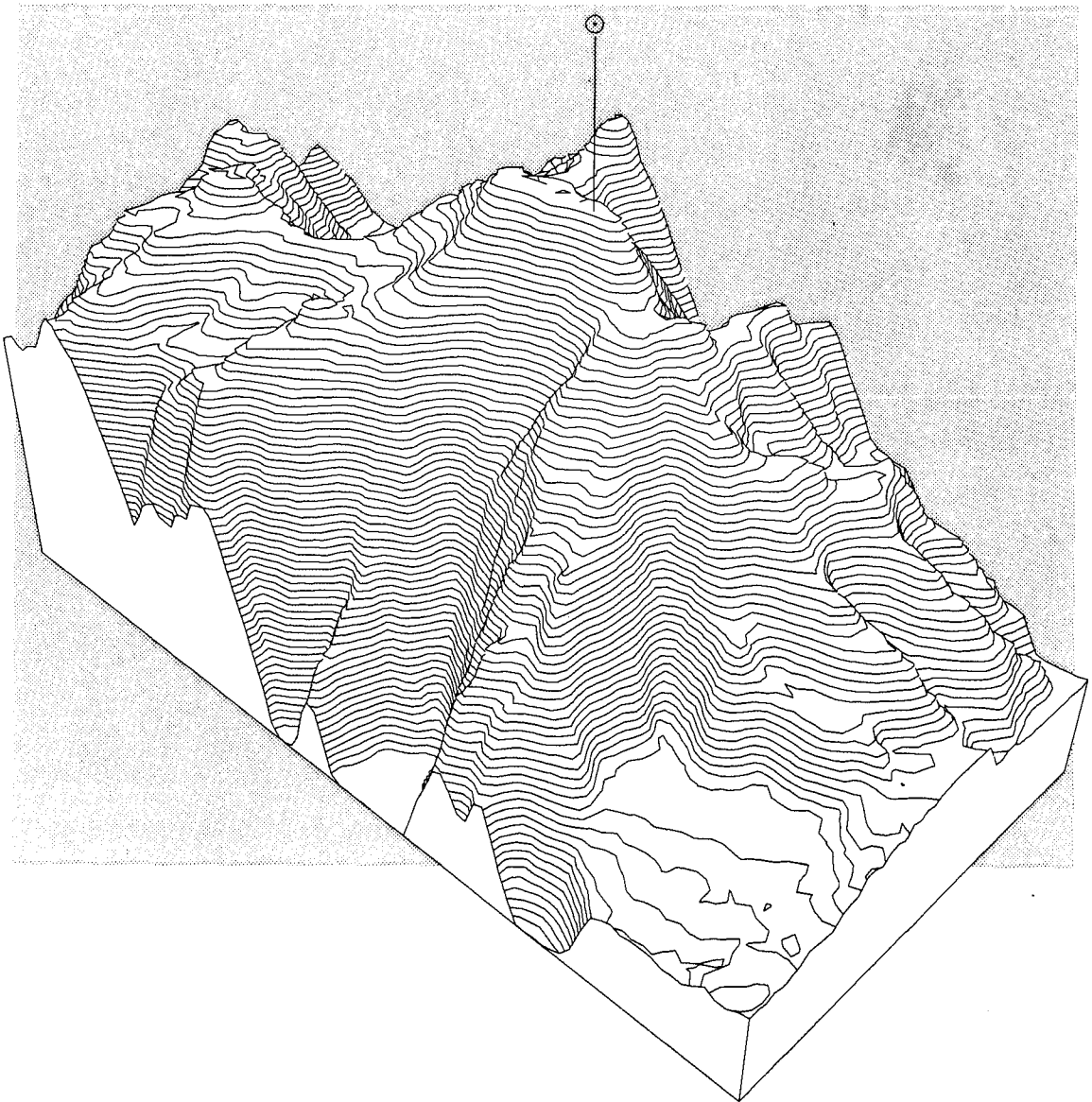


Bild 4.6. Perspektivische Darstellung der französischen Station Mont Aigoual.

Kapitel 5

Standortbestimmung

In diesem Atlas ist die Standortbestimmung als die *Abschätzung der mittleren Leistung einer spezifischen Windturbine an einem oder mehreren spezifischen Standorten* definiert.

Eine vollständige Standortbestimmung beinhaltet auch Betrachtungen bezüglich der Verfügbarkeit von Netzanschlüssen und Transformatoren, die gegenwärtige oder zukünftige Landnutzung usw; diese Aspekte werden jedoch hier nicht betrachtet.

Eine Standortermittlung kann folgende Schritte beinhalten:

- Auswahl der geeigneten regionalen Windklimatologie
- Bestimmung des Einflusses der Rauigkeit des umgebenden Geländes
- Bestimmung des Einflusses von naheliegenden Windhindernissen
- Bestimmung des Effektes der lokalen Orographie
- Berechnung der daraus resultierenden Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit
- Berechnung der mittleren Leistung mit Hilfe der Weibull-Verteilung und der Leistungskurve der entsprechenden Windturbine.

5.1 Auswahl der Windklimatologie für einen Standort

Die Bestimmung der geeigneten regionalen Windklimatologie für einen Standort wird durch die Auswahl von Statistiken aus einer der analysierten Stationen durchgeführt. Dabei wird empfohlen, eine Station auszuwählen, die sich in einer ähnlichen topographischen Lage wie der zu untersuchende Standort befindet. Diese Maßnahme ist für gebirgige Gelände und Küstenzonen sehr wichtig. Die aus-

gewählte Station sollte dabei nicht mehr als 100 km vom zu untersuchenden Standort entfernt sein.

Leistungsvorhersagen für Standorte im Gelände der Type 5 enthalten große Unsicherheiten; es wird empfohlen, daß der Standort und die ausgewählte Station sich in Geländen befinden, die sich sehr ähnlich sind. Wie schon vorher angemerkt, kann jedoch die Standort-Untersuchung im hügeligen und gebirgigen Gelände im allgemeinen mit Hilfe eines numerischen topographischen Computer-Modells durchgeführt werden.

Die Qualität der Statistiken einer Station kann aus der Stationsbeschreibung abgeschätzt werden:

- die Beschreibung der für jede Station angegebenen lokalen Bedingungen
- die Rohdaten-Statistik
- die windklimatologischen Daten.

Die Beschreibungen können auch Probleme mit der Datenqualität aufzeigen, z.B. daß die Messungen am Dach eines Gebäudes durchgeführt wurden oder daß Hindernisse in der Nähe zu erheblichem Windschatten führen könnten.

Die Rohdaten-Statistik kann Daten-Anomalien, wie z.B. Kanalisierung der Strömung, aufzeigen, die zu sehr hohen Auftretshäufigkeiten in gewissen Windrichtungssektoren führt, wobei sich diese Sektoren oft diametral gegenüberliegen. Als Beispiel sei die englische Station Fort Augustus genannt, bei der die Statistiken eindeutig den Effekt des Großen Glen-Tales auf die Strömung zeigen. Weiter können nur Abschattungsbedingungen, die zu großen Häufigkeiten von Windgeschwindigkeiten unter 1 m s^{-1} führen, aus diesen Statistiken entnommen werden.

Die windklimatologischen Daten können zur Klärung der Frage benutzt werden, ob bestimmte Charakteristika, wie z.B. die jährliche oder tägliche Variation, in Übereinstimmung mit den allgemeinen Erwartungen stehen. Die Angabe der monatlichen Mittelwerte über eine Meßperiode kann einen Hinweis auf einen möglichen Trend in den Datenserien geben.

Nach Möglichkeit sollten die in starkem Windschatten stehenden Stationen nicht für die Standortbestimmung verwendet werden. Für Standorte mit einer starken orographisch beeinflussten Kanalbildung der Strömung besteht die Möglichkeit der Inanspruchnahme einer benachbarten Radiosonden-Station. Ein Beispiel wird in Kapitel 9 gegeben (Tabelle 9.1), wo die Statistiken der Stornoway-Radiosonden-Station für die Vorhersage des Windklimas in Fort Augustus verwendet werden.

Stationen, die als repräsentativ für das gleiche Windklima betrachtet werden, sind in Kapitel 9 verglichen. Die Ergebnisse können für die Beurteilung der Anwendbarkeit einer Station auf die Standortermittlung in einer bestimmten Region zugrunde gelegt werden.

5.2 Die Rauigkeits-Klassifizierung und die Berechnung von Statistiken für einen Standort

Die Rauigkeits-Klassifizierung des Geländes für einen gegebenen Standort erfordert die Zuordnung der Rauigkeitslängen oder -Klassen zu den verschiedenen Oberflächentypen um den Standort. Zuerst wird der Horizont in zwölf 30-Grad-Sektoren eingeteilt, anschließend wird die Klassifizierung Sektor für Sektor vorgenommen. Nach Abschluß dieser Klassifizierung in Rauigkeitsklassen können die dazugehörigen Weibull-Verteilungen in den ausgewählten regionalen Statistiken gefunden werden. Wenn das Gelände für alle Sektoren dieselbe Rauigkeitsklasse besitzt, können die Statistiken direkt aus den Summenzeilen entnommen werden. Meist ist jedoch die Oberflächen-Rauigkeit für alle Richtungen verschieden, so daß die Statistiken für jeden Sektor mit der entsprechenden Rauigkeitsklasse gefunden werden müssen. Anschließend muß die Zusammenstellung einer Gesamtstatistik aus den sektoralen Statistiken, d.h. zu einer Weibull-Verteilungs-Funktion, erfolgen. Im folgenden Absatz werden Methoden für die Bestimmung des Einflusseffektes der Rauigkeitsklasse von einem Sektor zum nächsten sowie innerhalb eines oder mehrerer Sektoren gegeben.

Besteht zwischen einer ausgewählten Rauigkeitslänge und der dazugehörigen Rauigkeitsklasse keine Übereinstimmung (Klasse 1: $z_0 = 0.03$ m, Klasse 2: $z_0 = 0.10$ m, Klasse 3: $z_0 = 0.40$ m), dann werden die Weibull-Parameter durch Interpolation oder Extrapolation aus den Tabellenwerten ermittelt. Dies gilt für Rauigkeitszustände über *Land*. Rauigkeitsklasse 0 ($z_0 = 0.0002$ m) bezieht sich auf Bedingungen über *Wasseroberflächen*: Wenn eine Landoberfläche eine Rauigkeitslänge kleiner als die der Klasse 1 (0.03 m) besitzt, können die dazugehörigen Weibull-Parameter durch Extrapolation der Werte für die Rauigkeits-Längenklassen 1 und 2 erhalten werden. Für Rauigkeiten größer als 0.4 m können die Weibull-Parameter durch Extrapolation der Werte für die Klassen 2 und 3 ermittelt werden, für die ausgewählte Rauigkeitslänge z'_0 wird dann ein Gewichtungsfaktor W berechnet:

$$W = \frac{\ln(z_{0b}/z'_0)}{\ln(z_{0b}/z_{0a})} \quad (5.1)$$

wobei $z_{0a} = 0.03$ m und $z_{0b} = 0.10$ m, wenn $z'_0 < 0.10$ m und $z_{0a} = 0.10$ m und $z_{0b} = 0.40$ m, wenn $z'_0 > 0.10$ m. Die Weibull-Parameter sind dann:

$$\begin{aligned} A' &= WA_a + (1 - W)A_b \\ k' &= Wk_a + (1 - W)k_b \\ f' &= Wf_a + (1 - W)f_b \end{aligned} \quad (5.2)$$

wobei die Indizes a und b sich auf die Tabellenwerte für die beiden Rauigkeiten z_{0a} und z_{0b} beziehen. In ähnlicher Weise kann die Interpolation oder Extrapolation auf eine Höhe, die nicht in der Tabelle angegeben ist, mit Hilfe der Gleichung 5.2 durchgeführt werden, wobei $W = \ln(z_b/z)/\ln(z_b/z_a)$ und die Indizes a und b sich auf die tabellierten Höhen z_a und z_b beziehen. Dabei ist z_b der größere der beiden Werte.

Berechnung der mittleren Leistungsdichte

Die mittlere Leistungsdichte des Windes über Gelände mit einer spezifizierten Rauigkeitsklasse kann direkt den Windressourcen-Karten aus Kapitel 2 entnommen werden. In Kapitel 4 wurde gezeigt, wie die Karten für die regionale Ressourcen-Abschätzung eingesetzt werden können. Für lokale Untersuchungen, wie z.B. Vergleiche zwischen verschiedenen möglichen Standorten in einer Region, ist es meistens notwendig, Berechnungen mit Hilfe der entsprechenden Stations-Statistiken durchzuführen.

Die mittlere Leistungsdichte E des Windes, die dem mittleren kinetischen Energiefluß je Flächeneinheit senkrecht zur Strömung entspricht (s. Kapitel 8), ist gegeben durch:

$$E = \frac{1}{2} \rho u^3 \quad (5.3)$$

wobei ρ die mittlere Luftdichte¹ und u^3 den Mittelwert der dritten Potenz darstellt. Mit Hilfe der Weibull-Parameter A und k kann die mittlere Leistung wie folgt angegeben werden:

$$E = A^3 F_E(k) \quad (5.4)$$

Die Funktion $F_E(k)$ ist in Anhang B, Tabelle B.2 dargestellt. Damit kann E für jeden Richtungssektor berechnet werden. Die gesamte mittlere Leistung ist damit durch die gewichtete Summe:

$$E = f_1 E_1 + f_2 E_2 + \dots + f_{12} E_{12} \quad (5.5)$$

gegeben, in der f_1, f_2, \dots, f_{12} die Auftrittshäufigkeiten für die individuellen Sektoren und E_1, E_2, \dots, E_{12} die mittleren Leistungen in den aus Gleichung 5.4 berechneten zwölf Sektoren darstellen.

In den Fällen, bei denen die Rauigkeitsklasse nicht in allen Sektoren identisch ist, kann es vorkommen, daß die Summe der Häufigkeitsverteilungen aus den Stations-Statistiken nicht genau 100% beträgt. Das liegt daran, daß der Winkel zwischen dem geostrophischen Wind und dem Oberflächenwind von der Oberflächenrauigkeit abhängt, wie es in Kapitel 8 beschrieben ist. Diese Abweichung ist ziemlich gering und kann oft vernachlässigt werden. Im folgenden Beispiel ist sie jedoch durch Normalisierung der Gleichung berücksichtigt worden:

¹Korrekterweise sollte ρ auf den Wert $\overline{\rho u^3}/\overline{u^3}$ bezogen werden, wobei die Querstriche die zeitlichen Mittelwerte bezeichnen. Werte von ρ sind für einen Bereich von Temperaturen und Höhen im Anhang B, Tabelle B.1 gegeben.

$$E = \frac{\sum f_i E_i}{\sum f_i} \quad (5.6)$$

Beispiel 5.1 Berechne die mittlere Leistungsdichte in einer Höhe von 50 Metern für einen Küstenstandort im nord-westlichen Teil der Niederlande. Die dafür erforderlichen Informationen sind aus den *Eelde*-Stations-Statistiken entnommen und in Tabelle 5.1 zusammengestellt.

Tabelle 5.1. Schema für die Berechnung der mittleren Leistungsdichte.

Sektor	R.Kl.	A	k	f	E
1	0	8.7	2.58	5.6	436
2	0	8.0	2.47	6.5	348
3	0	9.3	2.25	7.7	587
4	1	7.3	2.40	9.0	270
5	1	6.6	2.38	6.8	201
6	1	6.7	2.22	5.6	222
7	1	8.1	2.14	8.7	405
8	1	8.9	2.27	12.3	511
9	1	8.7	2.31	14.4	470
10	0	10.4	2.22	11.2	830
11	0	9.6	2.14	7.7	674
12	0	9.5	2.49	6.1	580

$$E = \frac{\sum f_i E_i}{\sum f_i} = \frac{489}{1.02} = 479 \text{ Wm}^{-2}$$

In Beispiel 5.2 im nächsten Absatz wird diese Abschätzung mit den entsprechenden Werten aus vier benachbarten holländischen Stationen verglichen.

Berechnung der Weibull-Parameter

Für einen Anwendungsfall, in dem die Rauhigkeit unterschiedliche Werte in den Sektoren aufweist, können die Weibull-Parameter mit Hilfe der Mittelwerte und der quadratischen Mittelwerte bestimmt werden:

$$M = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

$$u^2 = A^2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)$$

(5.7)

wobei M den Mittelwert und u^2 den quadratischen Mittelwert in einer Weibull-Verteilungs-Funktion mit den Parametern A und k und Γ darstellt (Definitionen in

Abschnitt 8.6). Unter Anwendung dieser Gleichungen können M und u^2 für jeden Richtungssektor bestimmt werden. Die Werte für die gesamte Verteilungsfunktion werden dann durch die gewichteten Summen erhalten:

$$\begin{aligned} M &= f_1 M_1 + f_2 M_2 + \dots + f_{12} M_{12} \\ u^2 &= f_1 u_1^2 + f_2 u_2^2 + \dots + f_{12} u_{12}^2 \end{aligned} \quad (5.8)$$

Die Weibull-Parameter für die gesamte Verteilung können dann mit Hilfe der folgenden Ausdrücke ermittelt werden:

$$\frac{M^2}{u^2} = \frac{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)} \quad \text{und} \quad M = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (5.9)$$

wobei A und k jetzt die Parameter für die Gesamtverteilung darstellen. Für die praktische Anwendung sind die Lösungen dieser Gleichungen in Anhang B, Tabellen B.5 und B.6 dargestellt. Ebenso ist die Gamma-Funktion in den Tabellen B.3 und B.4 für die in Frage kommenden Bereiche angegeben.

Die Vorgehensweise für die Bestimmung der Weibull-Parameter der Gesamtverteilungsfunktion wird in den folgenden Schritten beschrieben:

1. Bestimmung von A und k zusammen mit f für jeden Sektor.
2. Bestimmung von $F_M(k)$ mit Hilfe der Tabelle B.3 für jeden Sektor; dann Multiplikation mit A für den Sektor, um die Werte für M_1, M_2, \dots, M_{12} zu erhalten.
3. Bestimmung von u^2 für jeden Sektor ($u_1^2, u_2^2, \dots, u_{12}^2$), mit Hilfe der Funktion $F_u(k)$ aus der Tabelle B.4 und $u^2 = A^2 \cdot F_u(k)$.
4. Berechnung der gewichteten Summe der Mittelwerte und der quadratischen Mittelwerte zur Bestimmung des Mittelwertes M und des quadratischen Mittelwertes u^2 für die Gesamtverteilung.
5. Berechnung von M^2/u^2 und Anwendung dieses Wertes in Tabelle B.5, um den Wert k für die Gesamtverteilung zu erhalten.
6. Benutzung von k aus Schritt 5 in Tabelle B.6, um $F_A(k)$ zu erhalten, und die Anwendung von $A = M/F_A(k)$ mit M , das in Schritt 4 zur Ermittlung von A der Gesamtverteilung erhalten wurde.

Diese Berechnungen können leicht durchgeführt werden, wie anhand der folgenden Beispiele gezeigt wird.

Beispiel 5.2 Berechnung der Weibull-Parameter für die Windgeschwindigkeits-Verteilung aus den Größen des vorhergehenden Beispiels.

Die aus den Statistiken der Station *Eelde* gewonnene Information ist in Tabelle 5.2 angegeben. Weiter ist das vorher beschriebene Verfahren unterhalb dieser Tabelle dargestellt.

Tabelle 5.2. Schema für die Berechnung der Weibull-Parameter für die Gesamtverteilung.

Sektor	R.Kl.	A	k	f	M	u^2
1	0	8.7	2.58	5.6	7.7	70.0
2	0	8.0	2.47	6.5	7.1	59.8
3	0	9.3	2.25	7.7	8.2	82.9
4	1	7.3	2.40	9.0	6.5	50.1
5	1	6.6	2.38	6.8	5.9	41.1
6	1	6.7	2.22	5.6	5.9	43.2
7	1	8.1	2.14	8.7	7.2	63.9
8	1	8.9	2.27	12.3	7.9	75.7
9	1	8.7	2.31	14.4	7.7	71.9
10	0	10.4	2.22	11.2	9.2	104.1
11	0	9.6	2.14	7.7	8.5	89.8
12	0	9.5	2.49	6.1	8.4	84.1

$$M = \frac{\sum M_i f_i}{\sum f_i} = \frac{7.74}{1.02} = 7.6$$
$$u^2 = \frac{\sum u_i^2 f_i}{\sum f_i} = \frac{72.8}{1.02} = 71.4$$
$$\frac{M^2}{u^2} = 0.809$$
$$k = F_k(0.809) = 2.17 \quad (\text{Tabelle B.5})$$
$$A = M \cdot F_A(2.17) = 8.6 \quad (\text{Tabelle B.6})$$

Tabelle B.2 kann jetzt für die Bestimmung der verfügbaren Gesamt-Leistungsdichte angewendet werden:

$$E = A^3 F_E(k) = 8.6^3 F_E(2.17) = 4195 \text{ kWh m}^{-2} \text{ y}^{-1} = 479 \text{ Wm}^{-2}$$

Wie zu erwarten, ist das Ergebnis identisch mit demjenigen aus Beispiel 5.1. Eine erneute Durchrechnung dieses Beispiels bei Inanspruchnahme der benachbarten Stationen Schiphol, Leeuwarden und Texel ergibt die in Tabelle 5.3 aufgeführten Resultate. Die Tabelle zeigt, daß die Abschätzungen zu sehr ähnlichen Werten führen.

Es muß betont werden, daß das in diesem Abschnitt beschriebene Berechnungsverfahren von der Voraussetzung ausgeht, daß die Gesamtverteilung einer Weibull-Verteilung entspricht. Es gilt deshalb, daß die Rechenergebnisse um so unzuverlässiger sind, je größer die Abweichung von dieser Verteilung ist.

Tabelle 5.3. Abschätzungen der mittleren Windgeschwindigkeit, der mittleren Leistungsdichte und der Weibull-Parameter in 50 Meter Höhe an einem Nordsee-Küstenstandort in den Niederlanden. Die Berechnungen wurden mit Hilfe der Statistiken aus holländischen Stationen durchgeführt.

Station	M ms^{-1}	A ms^{-1}	k	E Wm^{-2}
Eelde	7.6	8.6	2.17	479
Schiphol	7.6	8.6	2.17	480
Leeuwarden	7.8	8.8	2.16	516
Texel	7.6	8.6	1.97	524

In diesem Abschnitt wurde gezeigt, wie die Weibull-Parameter für den Fall berechnet werden können, in dem die Rauigkeitsklassen nicht für alle Richtungssektoren identisch sind. Es ist jedoch nicht ungewöhnlich, daß man Situationen vorfindet, in denen das Gelände in einem oder mehreren Sektoren nicht als homogen bezeichnet werden kann, weil deutliche Rauigkeitsänderungen im Verlauf der Entfernungen vom interessierenden Standort auftreten. Für die Bestimmung der Weibull-Parameter kann in diesen Fällen eine einfache Methode angewendet werden, die von der Voraussetzung ausgeht, daß sich die betreffende Grenzschicht stromabwärts von der Stelle entwickelt, an der die Änderung in der Geländerauhigkeit auftritt. Die Höhe dieser Grenzschicht nimmt mit dem Abstand von dieser Stelle zu; außerhalb dieser Schicht wird die Rauigkeitsänderung nicht bemerkt und die Windgeschwindigkeit wird durch die davor liegende Geländerauhigkeit bestimmt. Innerhalb dieser Schicht hängt die Windgeschwindigkeit sowohl von der dem Wind zugewandten Seite als auch von der windabwärts gerichteten Seite ab.

Die Verhältnisse beim Wechsel der Rauigkeit, siehe Abbildung 5.1, können dann folgendermaßen beschrieben werden: Die Luft strömt über eine Fläche mit der Oberflächenrauhigkeit z_{01} auf eine Fläche mit der Oberflächenrauhigkeit z_{02} . Vor der Stelle des Rauigkeits-Wechsels und oberhalb der sich entwickelnden Grenzschicht ist die Windgeschwindigkeit durch die zunächst überströmte Fläche mit Rauigkeit z_{01} vorgegeben. Unterhalb der Höhe h , windabwärts vom Rauigkeitswechsel, entspricht die Windgeschwindigkeit dem durch einen Faktor geänderten Ausgangswert, der von der Höhe über Grund, den beiden Rauigkeiten und der Höhe h abhängt. Die Höhe h kann aus Abbildung 5.2 abgelesen werden; h sollte der Kurve entnommen werden, die der größeren der beiden Rauigkeitsklassen entspricht. Alternativ dazu kann h mit Hilfe des folgenden Ausdrucks bestimmt werden:

$$\frac{h}{z'_0} \left(\ln \frac{h}{z'_0} - 1 \right) = 0.9 \cdot \frac{x}{z'_0}$$

(5.10)

$$z'_0 = \max(z_{01}, z_{02})$$

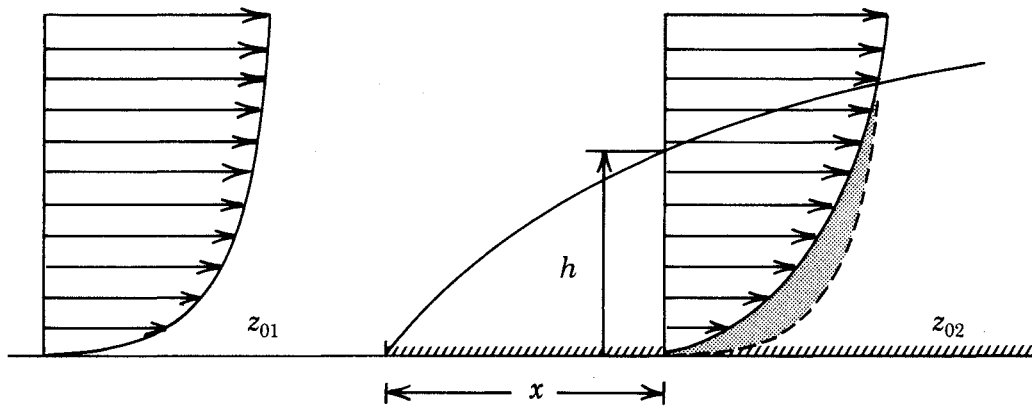


Bild 5.1. Idealisierte Strömung mit einem plötzlichen Wechsel der Rauigkeitsklasse. Die Abbildung zeigt das Windprofil und die Rauigkeit z_{01} , bevor sich die Rauigkeit ändert, zusammen mit dem modifizierten Profil in einem Abstand x unterhalb des Wechsels. Die Oberflächenrauigkeit nach dem Wechsel ist z_{02} . Die Höhe der inneren Grenzschicht h ist eine Funktion von x .

Wenn für eine Windturbinen-Anwendung die Nabenhöhe über der Höhe h liegt, kann das Gelände für die Turbinenauslegung als homogen betrachtet werden; in diesem Fall ist es nicht notwendig, die Änderung der Rauigkeit in der Berechnung zu berücksichtigen. Wenn andererseits die Nabenhöhe unterhalb h liegt, müssen die Weibull-Parameter so modifiziert werden, daß sie den Einfluß der Rauigkeitsänderung auf die Windgeschwindigkeits-Verteilung berücksichtigen. Das für die Korrektur der Weibull-Parameter empfohlene Verfahren wird im folgenden dargestellt:

- Bestimmung der A und k -Parameter für die vor dem Wechsel der Rauigkeit vorliegenden Verhältnisse, z_{01} , wie in diesem Kapitel beschrieben.
- Bestimmung der Höhe h der inneren Grenzschicht aus Gleichung 5.10 oder Abbildung 5.2.
- Wenn die Nabenhöhe größer als h ist, wird keine Korrektur erforderlich.
- Ist die Nabenhöhe kleiner als h , müssen die für die anfängliche Rauigkeit z_{01} ermittelten Weibull-Parameter wie folgt korrigiert werden:

$$A_{site(z_{02})} = A_{upwind(z_{01})} \cdot \text{Cor} \quad (5.11)$$

$$\text{Cor} = \frac{\ln(z/z_{02}) \ln(h/z_{01})}{\ln(z/z_{01}) \ln(h/z_{02})}$$

In Fällen, bei denen das Gelände vor dem Rauigkeitswechsel ziemlich homogen war, aber danach aus vielen Flächen unterschiedlicher Rauigkeit besteht, kann eine mittlere Rauigkeit z_0^R mit Hilfe der Tabelle 5.4 berechnet werden. Dabei wird jedes Segment in vier Teile ungefähr gleicher Rauigkeit unterteilt und die mittlere Rauigkeitslänge des Segments aus Tabelle 5.4 bestimmt.

Tabelle 5.4. Flächengewichtete Rauheitslängen, z_0^R . Die Fläche ist in vier Teile geteilt, jedes Viertel wird entsprechend der Rauheits-Klassifizierung unterteilt. z_0^R ist als Funktion der Anzahl von Vierteln jeder Rauheitsklasse in der jeweiligen Fläche angegeben.

Klasse:	0	1	2	3	z_0^R
z_0 [m]:	0.0002	0.03	0.10	0.40	[m]
	3	1			0.001
	3		1		0.002
	3			1	0.003
	2	2			0.004
	2	1	1		0.006
	2	1		1	0.010
	2		2		0.009
	2		1	1	0.015
	2			2	0.025
	1	3			0.011
	1	2	1		0.017
	1	2		1	0.027
	1	1	2		0.024
	1	1	1	1	0.038
	1	1		2	0.059
	1		3		0.033
	1		2	1	0.052
	1		1	2	0.079
	1			3	0.117
		3	1		0.042
		3		1	0.064
		2	2		0.056
		2	1	1	0.086
		2		2	0.127
		1	3		0.077
		1	2	1	0.113
		1	1	2	0.163
		1		3	0.232
			3	1	0.146
			2	2	0.209
			1	3	0.292

Bei der Aufteilung der Sektor-Elemente sollte beachtet werden, daß näherliegende Flächen den stärksten Einfluß auf die Windgeschwindigkeit ausüben. Unter Anwendung des in Abbildung 5.3 dargestellten Prinzips ergibt sich, daß die Höhenwichtungen für benachbarte Flächen I, II, III und IV die gleiche Gewichtung fahren. Wenn deshalb die Flächen I, II, III und IV die Rauheitsklassen 0, 1, 2 und 3 besitzen, ergibt sich als mittlere Rauheitslänge aus Tabelle 5.4 ≈ 0.04 m.

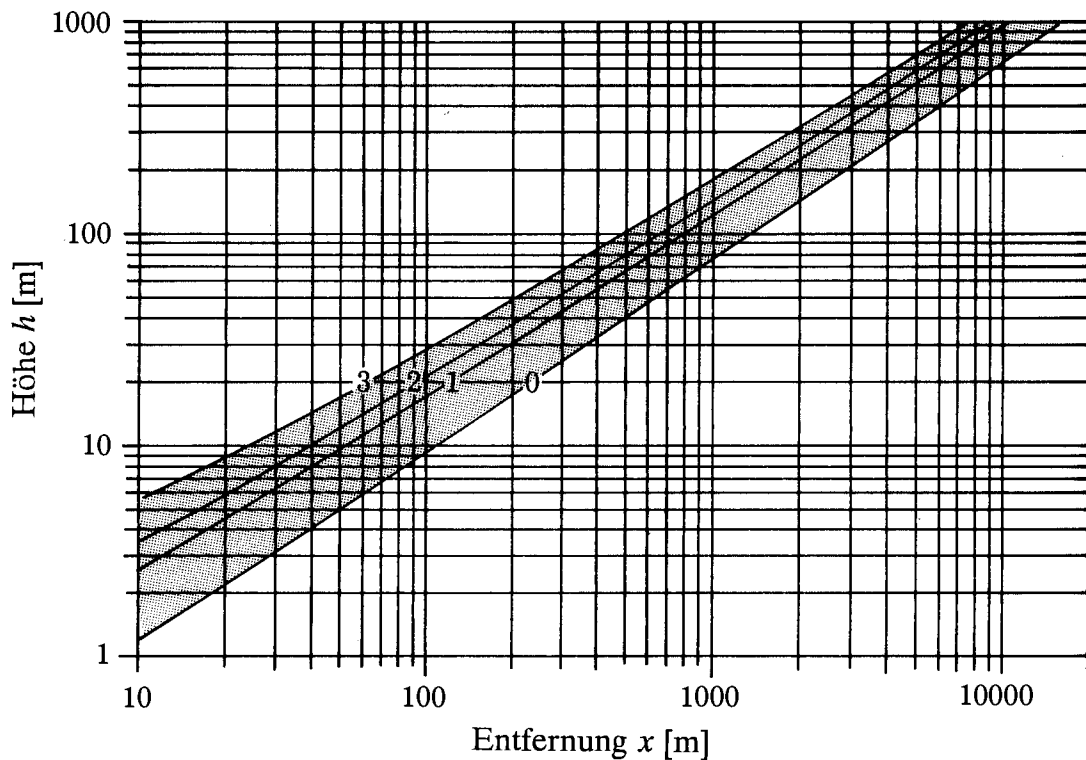


Bild 5.2. Höhe der inneren Grenzschicht h als Funktion des Abstandes x windabwärts vom Wechsel der Rauigkeit für die vier Rauigkeitsklassen (0 bis 3).

Beispiel 5.3 Abbildung 5.4 zeigt eine 30 m hohe Windturbine an einem Standort 2 km von der Küste entfernt in einem ebenen, offenen, landwirtschaftlichen Gelände. Hier findet ein deutlicher Rauigkeitswechsel statt; die aufwindige Rauigkeitslänge ist 0.0002 m. Es wird deshalb notwendig, die Rauigkeit für das Segment von der Küste bis zum minimalen Abstand L zur Turbine zu bestimmen, in der die Rauigkeit des Geländes die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe beeinflusst. Die Länge L kann aus Abbildung 5.2 entnommen werden; für eine Nabenhöhe von 30 m wird in einem Gelände der Klasse 1 die Länge L gleich 200 m. Für das Segment kann aus Tabelle 5.4 eine mittlere Rauigkeitslänge von ≈ 0.16 m bestimmt werden. Die Höhe h wird aus Abbildung 5.2 oder Gleichung 5.10 zu $h \approx 280$ m ermittelt; der Korrektur-Faktor wird dann:

$$\text{Cor} = \frac{\ln(30/0.16) \ln(280/0.0002)}{\ln(30/0.0002) \ln(280/0.16)} \approx 0.83$$

Wenn der vor dem Rauigkeitswechsel aus den Stations-Statistiken bestimmte A -Parameter, über Wasser in 30 m Höhe, z.B. 7 m s^{-1} beträgt, dann kann für den A -Parameter in Nabenhöhe innerhalb des Sektoren-Segmentes $7 \cdot 0.83 = 5.8 \text{ m s}^{-1}$ angenommen werden. Der k -Parameter wird nicht korrigiert.

Für Situationen, bei denen signifikante und komplizierte Wechsel der Rauigkeiten vorkommen, wird es notwendig sein, eine kompliziertere Theorie, wie sie in Kapitel 8 beschrieben wird, zu verwenden.

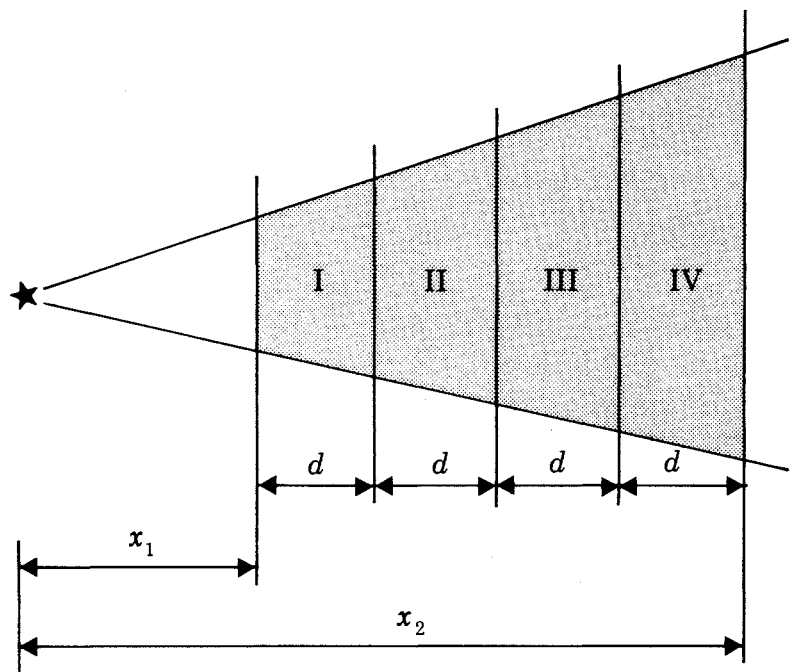


Bild 5.3. Prinzip der Wichtung von Flächen in Rauigkeitsberechnungen.

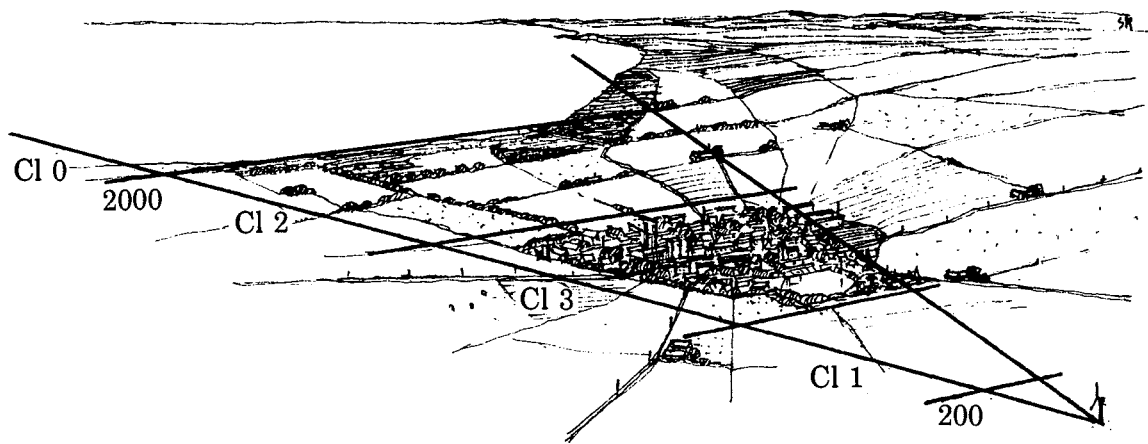


Bild 5.4. Ein Beispiel für die Rauigkeits-Klassifizierung (Beispiel 5.3).

5.3 Berechnung von Windschatten

Die Aufstellung von Windturbinen in der Nähe von Gebäuden sollte vermieden werden, weil dadurch die Lebensdauer der Turbine durch die gestörte Strömung um das Gebäude vermindert und die Energie-Erzeugung reduziert werden kann. Die Verluste der Energie-Erzeugung können mit Hilfe der in Abschnitt 3.2 aufgeführten Prinzipien abgeschätzt werden.

Beispiel 5.4 Abbildung 5.5 zeigt eine typische Situation mit einem landwirtschaftlichen Gebäude in einem der Richtungs-Sektoren. Der A -Parameter wird in diesem Sektor mit Hilfe der folgenden Berechnung reduziert:

Abstand zwischen Turbine und Gebäude	x	=	150 m
Gebäudehöhe	h	=	6 m
Nabenhöhe	H	=	12 m

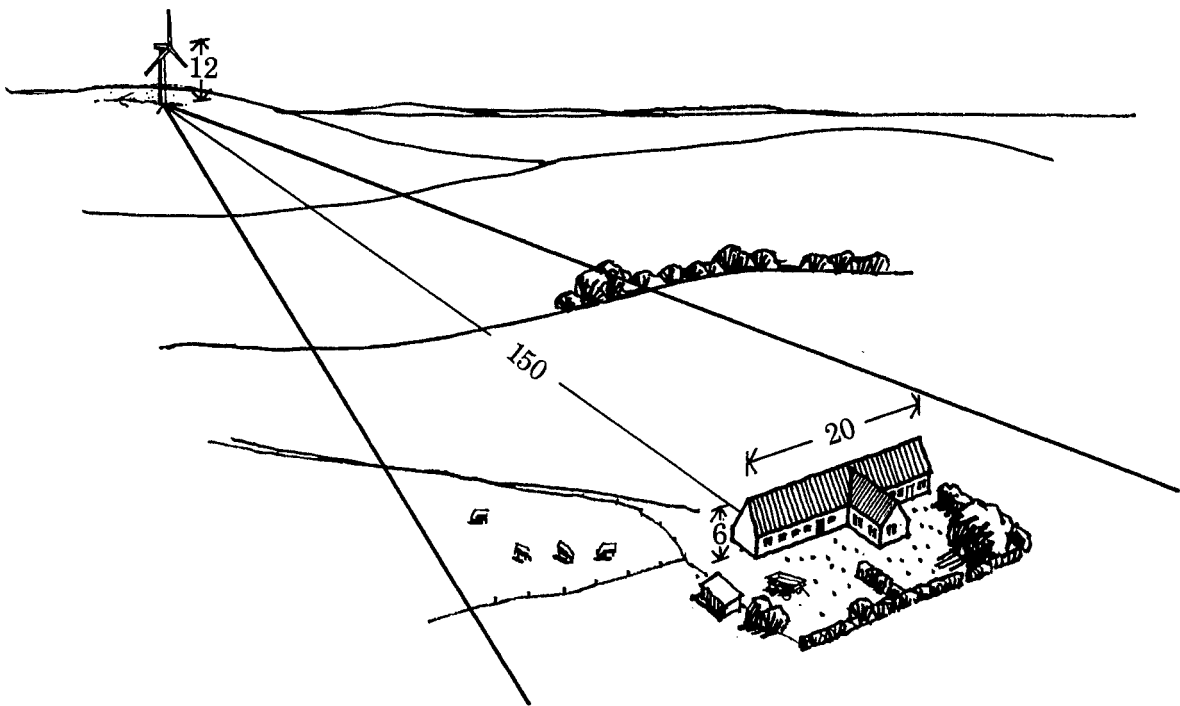


Bild 5.5. Beispiel eines Windschattens hinter einem Gebäude (Beispiel 5.4).

Damit wird $x/h = 25$ und $H/h = 2$. Diese Größen ergeben als Eingabewerte für Abbildung 3.2 $R_1 \approx 16\%$. Diese Reduktion gilt für ein unendlich langes Gebäude; Gleichung 3.4 gibt für ein Gebäude mit endlicher Ausdehnung (20 Meter) die Korrektur an:

$$R_2 = 2 \frac{L}{x} = 2 \frac{20}{150} = 0.27$$

Schließlich erhält man aus Gleichung 3.5 den korrigierten A -Parameter in diesem Sektor:

$$\begin{aligned} A_{cor} &= A(1 - 0.16 \cdot 0.27) \\ A_{cor} &= 0.96 A \end{aligned}$$

Der k -Parameter wird nicht korrigiert.

Für komplexere Verhältnisse mit mehreren Hindernissen im selben Sektor wird es notwendig, ein differenzierteres Berechnungsverfahren anzuwenden, s. Kapitel 8.

5.4 Die Orographie

Es ist bekannt, daß der Wind auf dem Gipfel eines Hügels oft viel stärker weht als über dem übrigen Gelände. Es kann deshalb vorteilhaft sein, Turbinen auf den Gipfeln von Hügeln aufzustellen.

Für den einfachen Fall einer langen, senkrecht zur Windrichtung ausgerichteten Bergschulter können die Geschwindigkeits-Erhöhung ΔS und die Höhe der maximalen Geschwindigkeits-Erhöhung ℓ aus den Gleichungen 3.7 und 3.8 bestimmt werden.

Wenn die Höhe H nicht gleich der Höhe ℓ ist, wird die Geschwindigkeitserhöhung ΔS für die Höhe H wie folgt ermittelt:

$$\Delta S_H = \begin{cases} \Delta S_\ell & \text{für } H \leq \ell \\ \Delta S_\ell \cdot \frac{\ln(H/2L)}{\ln(\ell/2L)} & \text{für } \ell < H \leq 2L \\ 0 & \text{für } 2L < H \end{cases} \quad (5.12)$$

Wobei L die halbe Breite des Hügels, wie in Abbildung 3.6 dargestellt, ist. Der Einfluß einer auf einem Gipfel des Hügels aufgestellten Turbine wird bei der Bestimmung der Weibull-Parameter durch die Vergrößerung der A -Parameter für die Sektoren, in denen der Wind durch den Hügel beschleunigt wird, durchgeführt:

$$A_{cor} = A(1 + \Delta S) \quad (5.13)$$

Der Weibull-Parameter k wurde nicht korrigiert.

Es muß betont werden, daß dieses Verfahren nur auf Standorte, die auf dem Gipfel einer freistehenden Bergschulter liegen, angewendet werden darf und daß die Hangneigungen den Faktor ≈ 0.3 nicht übersteigen dürfen.

Beispiel 5.5 Als ein Beispiel für die Berechnung des Geschwindigkeits-Erhöhungseffekts auf einem glatten Einzelhügel werden in den Abbildungen 5.6–5.10 die Ergebnisse dargestellt, wie sie durch die Anwendung des orographischen Modells (Kapitel 8) auf dem Blasheval-Hügel in Schottland erhalten wurden. Die durch diesen Hügel hervorgerufenen Störungen in der Luftströmung wurden in einer Studie von Mason und King (1985) untersucht und beschrieben. Die Höhenlinien des Hüfels sind in Abbildung 5.6 dargestellt; in Abbildung 5.7 wird eine perspektivische Ansicht gezeigt. Die relative Geschwindigkeitserhöhung 8 m über Grund, bei Wind aus der Richtung 210° für eine über den Gipfel verlaufende Linie ist in Abbildung 5.8 dargestellt; die Linie wird in Abbildung 5.7 gezeigt. Die vorhergesagte Geschwindigkeitserhöhung beträgt etwa 70% und entspricht ebenfalls dem gemessenen Wert. In ähnlicher Weise ist es möglich, die Geschwindigkeitserhöhung unter Verwendung von Gleichung 5.12 zu ermitteln: Die Oberflächen-Rauhigkeit beträgt 0.01 m und aus Gleichung 3.8 kann die Höhe ℓ mit dem Maximum der Geschwindigkeitserhöhung zu 2.5 m bestimmt werden. Der Wert für L ist hier mit 230 m angenommen, wie er sich aus Abbildung 5.6 oder Abbildung 5.8 ergibt. Unter Verwendung dieser Werte resultiert aus Gleichung 5.12 eine Geschwindigkeitserhöhung von 68%. Diese einfache Formel (5.12) kann jedoch nur für Geschwindigkeits-Erhöhrungen auf dem Gipfel angewendet werden, bei denen der Hügel so klar definiert ist.

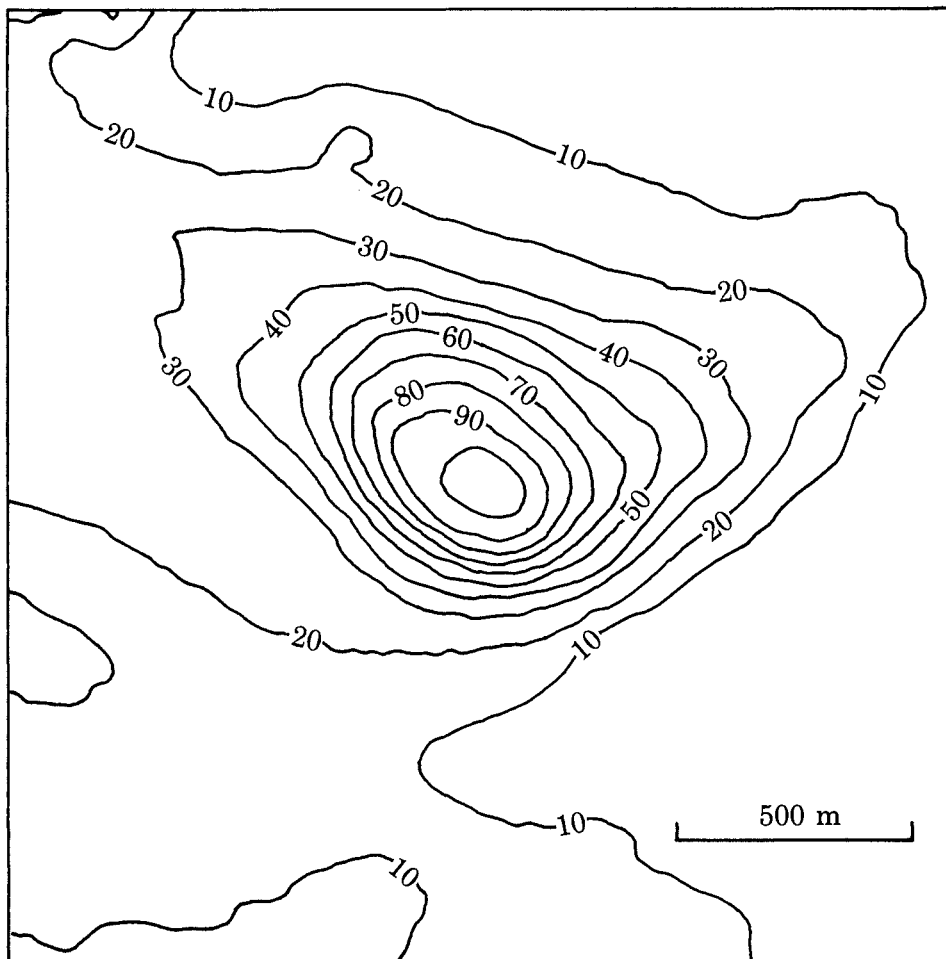


Bild 5.6. Höhenlinien des Blasheval-Hügels. Die Höhen über Meeresspiegel sind in 10-Meter-Abständen angegeben.

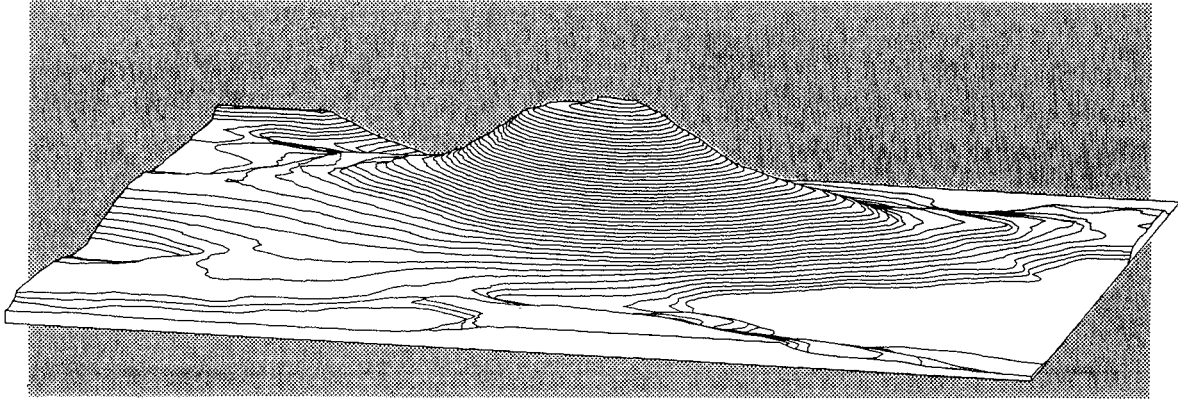


Bild 5.7. Perspektivische Darstellung des Blasheval-Hügels. Der Hügel wird vom Süden aus betrachtet. Der vertikale Maßstab ist um den Faktor 5 gestreckt.

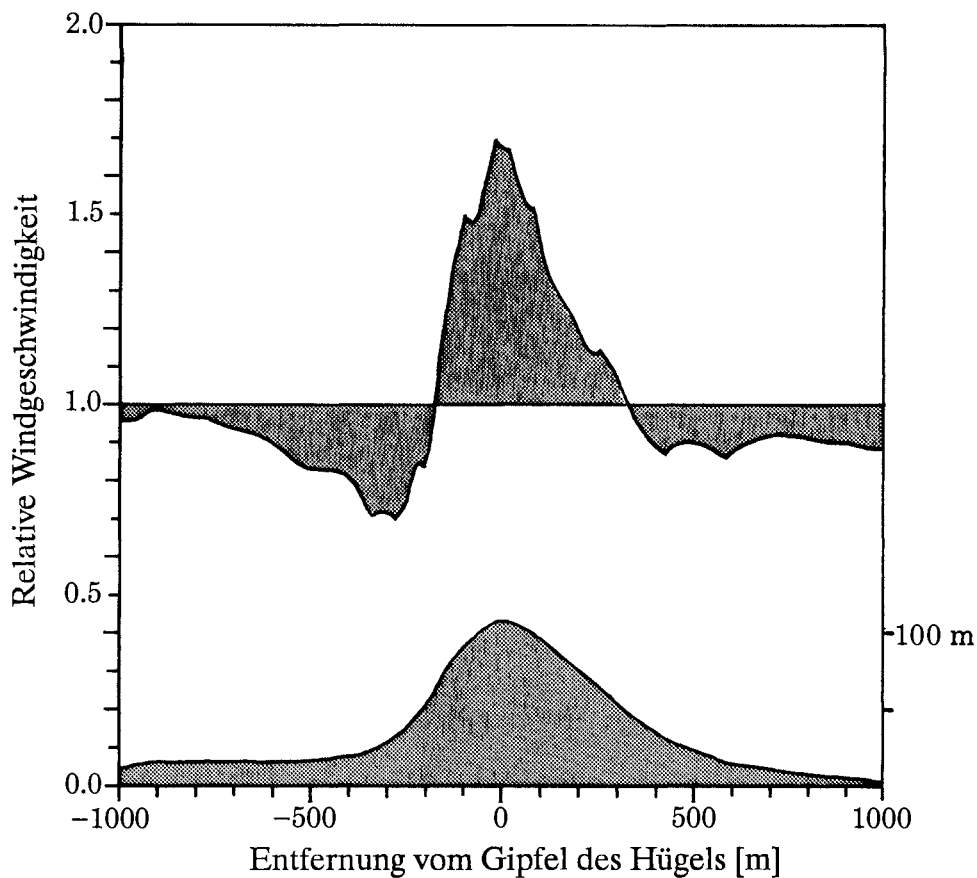


Bild 5.8. Veränderung der Windgeschwindigkeit entlang einer waagerechten Linie über dem Gipfel des Blasheval-Hügels. Die Linie ist in Abbildung 5.6 dargestellt. Die horizontale Achse zeigt den Abstand vom Gipfel in Metern, die vertikale Achse die berechnete Geschwindigkeitserhöhung in 8 m Höhe über Grund. Im unteren Teil des Bildes ist ein Querschnitt des Hügels dargestellt.

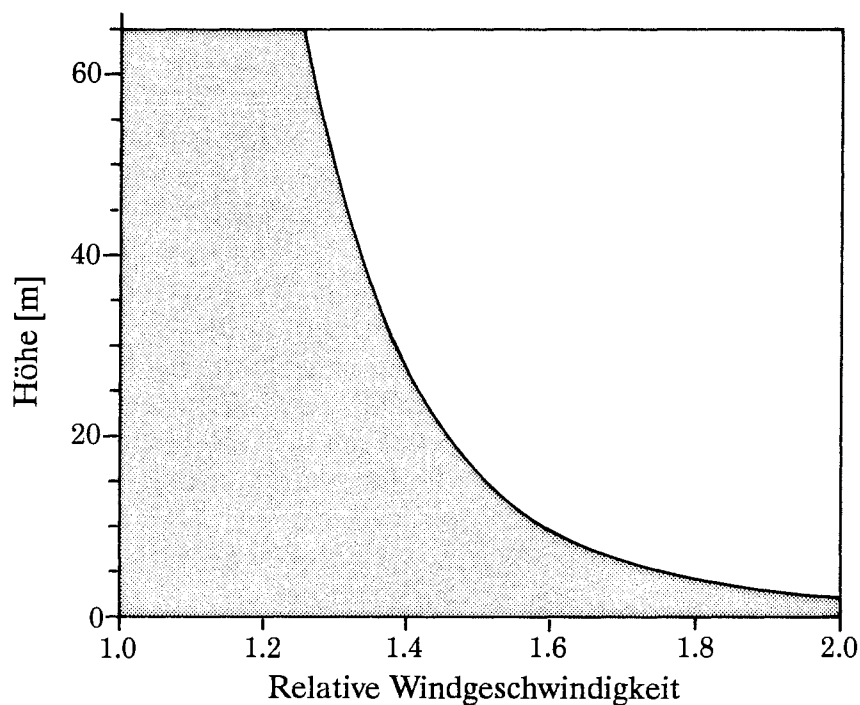


Bild 5.9. Beeinflussung der Windgeschwindigkeit in einem vertikalen Profil über dem Gipfel des Blasheval-Hügels. Die horizontale Achse zeigt den Geschwindigkeitserhöhungsfaktor, die vertikale Achse die Höhe über Grund.

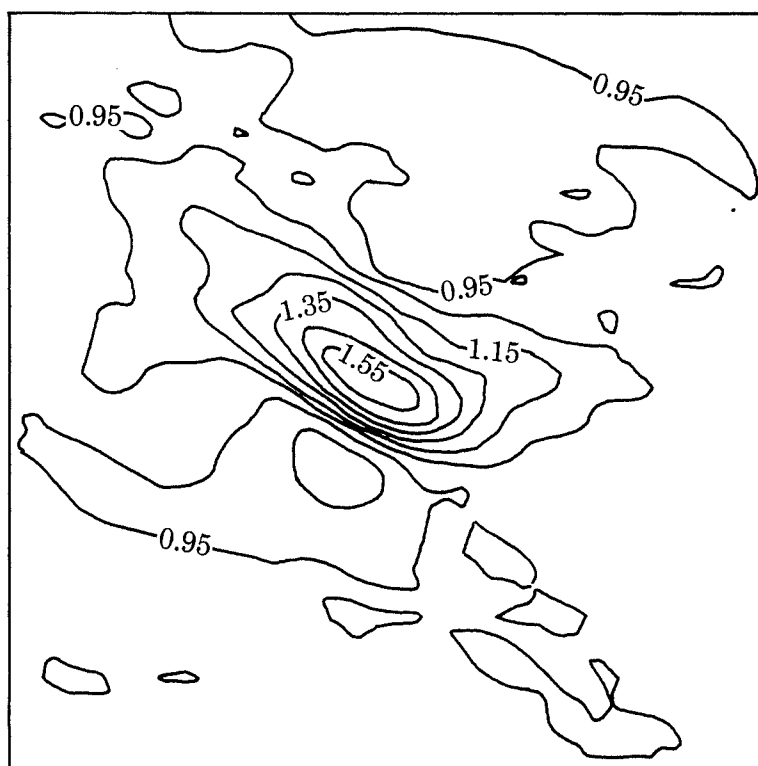


Bild 5.10. Beeinflussung der Windgeschwindigkeit im Gebiet um den Blasheval-Hügel. Die relative Erhöhung der Windgeschwindigkeit in 8 m über Grund ist durch Linien gleicher Geschwindigkeits-Erhöhung/-Erniedrigung dargestellt. Die Abbildung wurde unter Verwendung des orographischen Modells für jeden Netzknoten eines 51 × 51-teiligen Netzes erhalten.

Ein Beispiel einer komplizierteren Topographie ist in den Abbildungen 5.11 bis 5.13 dargestellt. Die Umgebung der meteorologischen Stationen von Burington, UK, ist in Abbildung 5.11 in Form von Höhenlinien und in Abbildung 5.12 als perspektivische Darstellung gezeigt. In beiden Fällen wurde für Windgeschwindigkeits-Erhöhungen in 10 Metern über Grund für den Wind aus 270° eine Linie eingetragen (horizontale Linie in Abbildung 5.11, die meteorologische Station befindet sich im Schnittpunkt der beiden Linien). Die Ergebnisse, die unter Verwendung des orographischen Modells entlang dieser Linie erhalten wurden, sind in Abbildung 5.13 dargestellt. Das Gelände besteht aus Hügeln und Tälern, die Neigungen sind moderat. Dadurch werden Geschwindigkeitserhöhungs-Effekte in der Größenordnung von $\approx 10\%$ erhalten. Diese Abbildungen zeigen die Wichtigkeit einer sorgfältigen Standortbestimmung auch für solche Fälle mit relativ einfachem Gelände der Landschaftstyp 2.

Die meisten wirklichen Landschaften bestehen aus einer Mischung von topographischen Eigenschaften, die auf den Wind einwirken. Die Beeinflussung der Windgeschwindigkeit in der Nähe der Erdoberfläche ist für kleine oder mittlere Hügel und typische Änderungen in der Vegetation bzw. in der Dichte von Hindernissen von derselben Größenordnung. Abbildung 5.14 zeigt eine (etwas vergrößert dargestellte) Änderung der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund für den Bereich der Küste landeinwärts in Dänemark. Eine richtige Standortermittlung muß alle in dieser Abbildung gezeigten Effekte berücksichtigen.

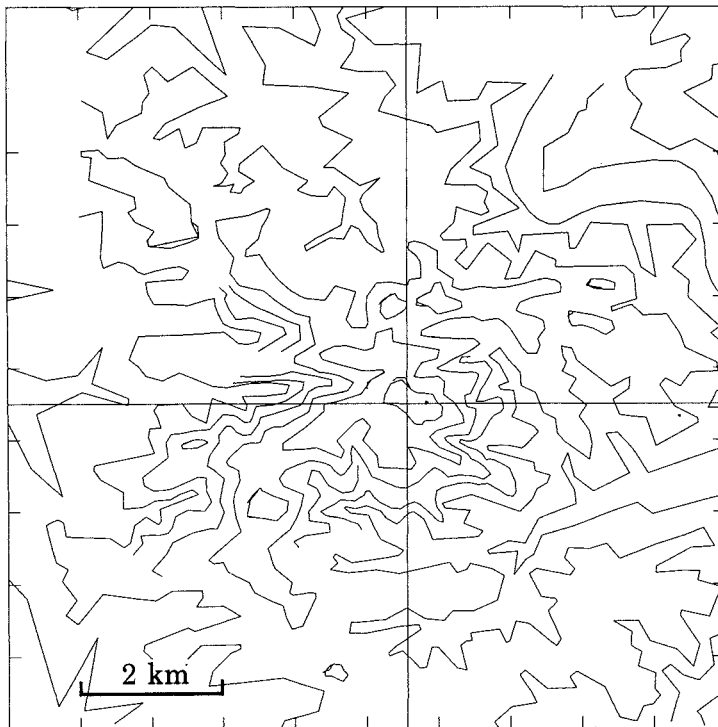


Bild 5.11. Digitalisierte Höhenlinien um Burrington, UK, wie sie als Eingabewerte für das orographische Modell verwendet wurden. Die meteorologische Station befindet sich im Schnittpunkt der beiden Linien; die berechneten Geschwindigkeitserhöhungs-Faktoren entlang der horizontalen Linie sind in Abbildung 5.13 dargestellt.

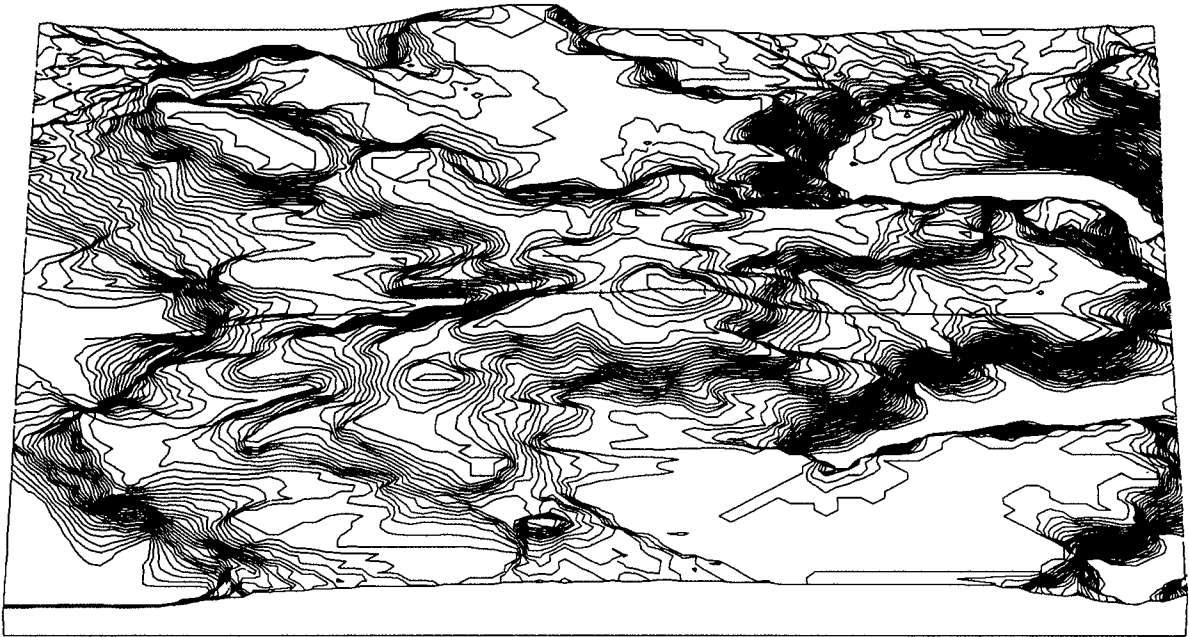


Bild 5.12. Perspektivische Darstellung der Umgebung der Station bei Burrington, UK. Der vertikale Maßstab ist um den Faktor 5 gestreckt. Die im Bild dargestellte Linie entspricht der waagerechten Linie in Abbildung 5.11.

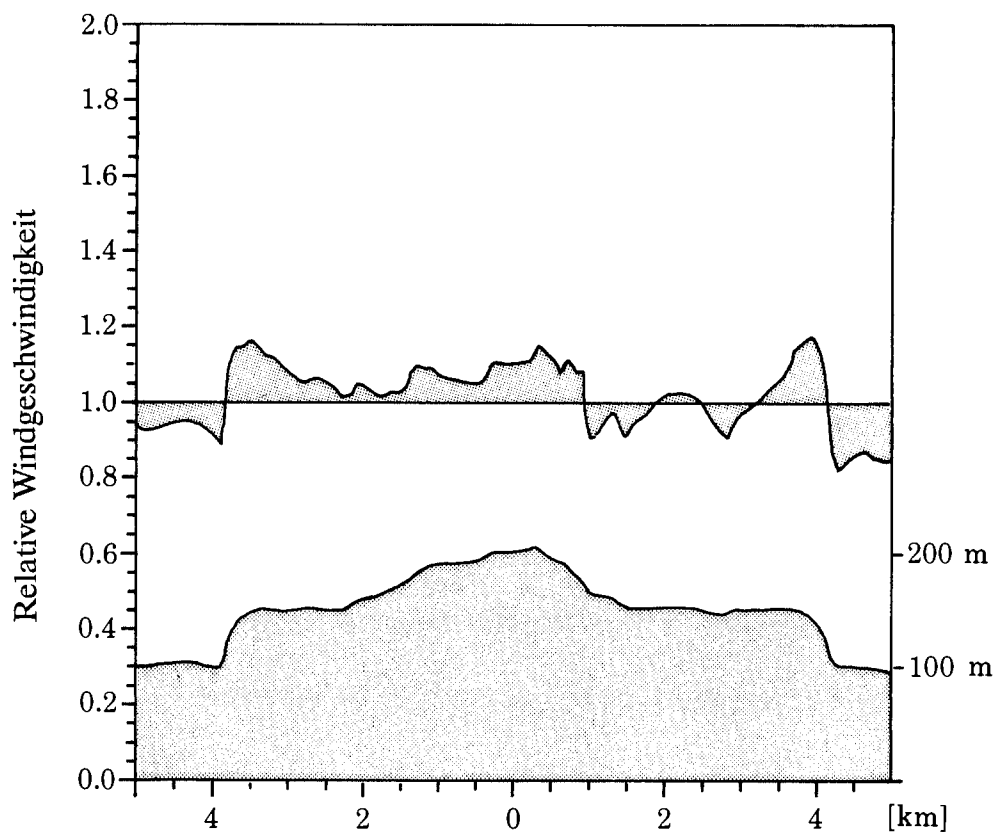


Bild 5.13. Beeinflussung der Windgeschwindigkeit entlang der in Abbildung 5.11 dargestellten horizontalen Linie. Die horizontale Achse zeigt den Abstand in Kilometern von der meteorologischen Station, die vertikale Achse die Geschwindigkeitserhöhung in 10 m über Grund. Im unteren Teil des Bildes ist der Geländequerschnitt dargestellt.

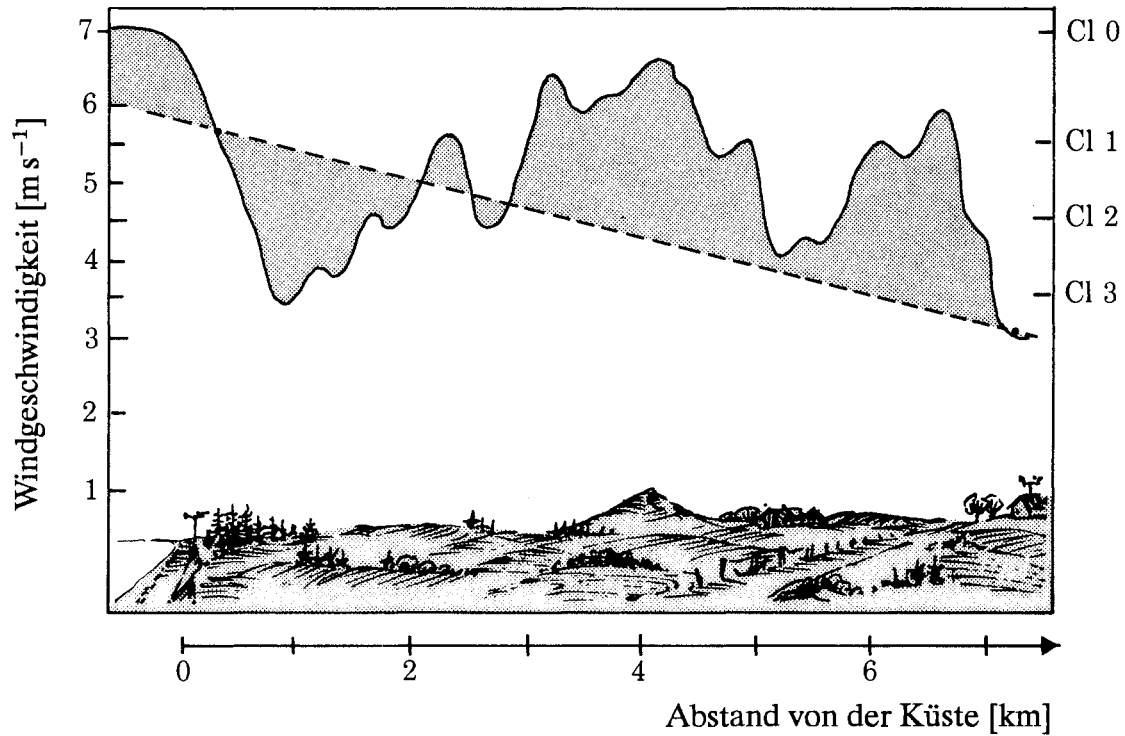


Bild 5.14. Die Änderung der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund als Effekt der Topographie (durchgezogene Linie). Die Geschwindigkeitsänderung ist leicht erhöht dargestellt, der Bereich ist jedoch typisch für dänische Verhältnisse. Die gestrichelte Linie zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit an, wie sie durch Interpolation zwischen nur wenig Kilometer entfernten Stationen erhalten wird. Der Unterschied zwischen den beiden Kurven illustriert die typischen Fehler bei Vernachlässigung der kleinräumigen topographischen Effekte.

Kapitel 6

Energie-Erzeugung

Die Energie-Erzeugung mit Hilfe einer Windturbine ändert sich mit der Windgeschwindigkeit am Rotor. Im allgemeinen wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe als Bezugsgröße für die Leistung der Windturbine verwendet. Die Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wird gewöhnlich als *Leistungskurve* bezeichnet. Abbildung 6.1 zeigt beispielhaft eine Leistungskurve: Wenn die Windgeschwindigkeit unterhalb der *Einschalt*-Windgeschwindigkeit liegt, erzeugt die Turbine keine Leistung. Überschreitet die Windgeschwindigkeit die Einschaltgeschwindigkeit, steigt die Leistung der Windturbine mit ansteigender Windgeschwindigkeit bis zu einem Maximalwert, dem *Nenn-Leistungswert*; danach bleibt die Leistung etwa konstant. Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der *Abschalt*-Windgeschwindigkeit wird die Windturbine abgestellt, um Schäden durch Überlastung zu verhindern.

6.1 Ermittlung der mittleren Leistung

Ist die Leistungskurve $P(u)$ einer Windturbine bekannt, kann die mittlere Leistung für den Fall bestimmt werden, daß die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe entweder auf der Basis von Messungen oder mit Hilfe der in Kapitel 5 beschriebenen Vorgehensweise ermittelt wurde:

$$P = \int_0^{\infty} Pr(u)P(u) du \quad (6.1)$$

Wenn die Wahrscheinlichkeits-Verteilungsfunktion $Pr(u)$ mit Hilfe der Standortermittlungs-Prozedur gefunden wurde, ist diese in Form einer Weibull-Verteilung gegeben; die mittlere Leistung kann damit wie folgt berechnet werden:

$$P = \int_0^{\infty} \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) P(u) du \quad (6.2)$$

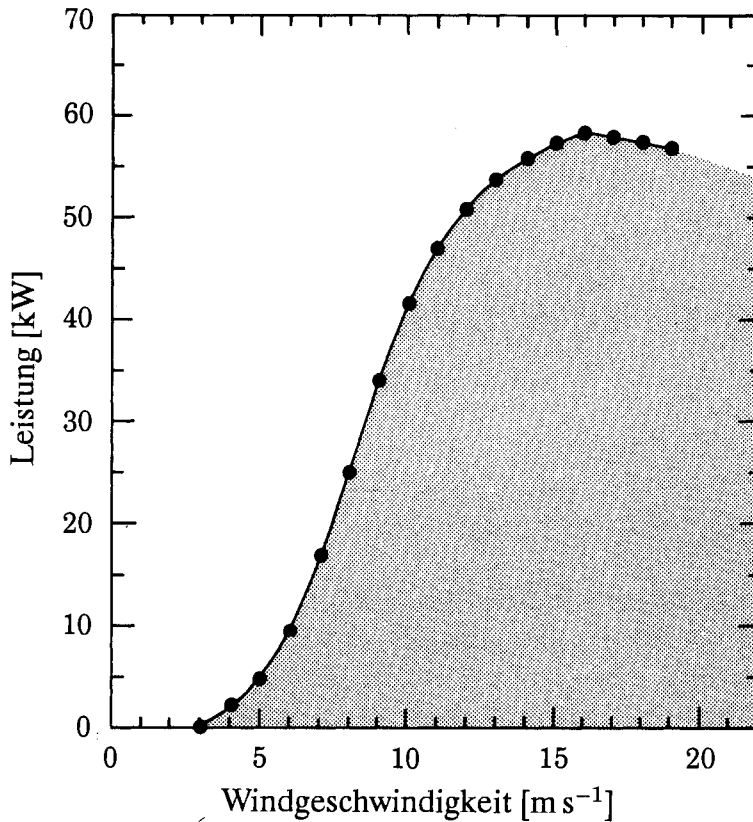


Bild 6.1. Die gemessene Leistungskurve einer 55 kW-Windturbine. Die Leistungskurve ist durch Geraden-Elemente mit Stützstellen für alle 1 m s^{-1} Abschnitte angenähert.

Im allgemeinen kann dieses Integral nicht analytisch gelöst werden, sondern es sind numerische Methoden erforderlich.

Reale Leistungskurven sind ziemlich glatt und können sehr gut durch lineare Kurvenstücke angenähert werden. Mit dieser Annäherung kann die Leistung wie folgt dargestellt werden:

$$P(u) = \frac{P_{i+1} - P_i}{u_{i+1} - u_i}(u - u_i) + P_i, \quad u_i \leq u < u_{i+1} \quad (6.3)$$

Mit Hilfe dieser Darstellung ist eine analytische Lösung von Gleichung 6.2, (Petersen et al., 1981), möglich.

$$P = \sum_i \frac{P_{i+1} - P_i}{\alpha_{i+1} - \alpha_i} \left(G_k(\alpha_{i+1}) - G_k(\alpha_i) \right) \quad (6.4)$$

wobei $\alpha_i = u_i/A$ ist. Die Funktion $G_k(\alpha)$ entspricht $1/k$ mal der unvollständigen Gamma-Funktion mit den beiden Argumenten $1/k$ und α^k . Die Funktion ist im Anhang B, Tabelle B.7, tabelliert. In manchen Fällen enthält die Leistungskurve eine Unstetigkeitsstelle (wie in Abbildung 6.2 bei $u_5 = u_6$ gezeigt). Der Beitrag dieses Intervalls bei einem Sprung von P_i nach P_{i+1} zu $u_i = u_{i+1}$ zur gesamten Summe wird dann:

$$(P_{i+1} - P_i) \cdot \exp(-\alpha_i^k) \quad (6.5)$$

Unter Benutzung der Gleichungen 6.4 und 6.5 kann die mittlere Leistung theoretisch für jede Leistungskurve berechnet werden. In der Praxis liefert diese Methode jedoch nur dann zufriedenstellende Ergebnisse, wenn die Leistungskurve durch eine kleine Anzahl linearer Abschnitte dargestellt werden kann.

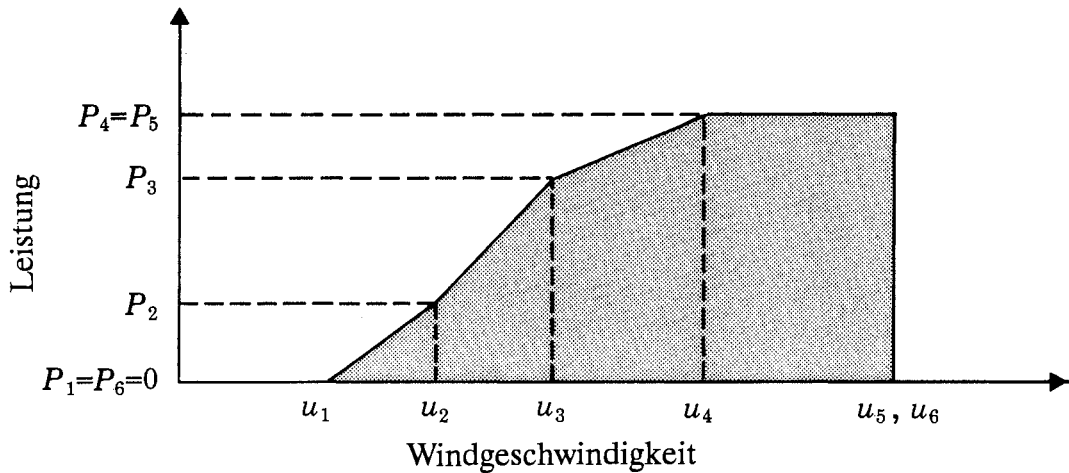


Bild 6.2. Beispiel einer linearisierten Leistungskurve.

Für viele Windturbinen kann die Leistungskurve mit Hilfe der in Abbildung 6.3 dargestellten einfachen Funktion wiedergegeben werden. Damit erhält man unter Anwendung der Gleichungen 6.4 und 6.5:

$$P = \frac{P_{max}}{\alpha_2 - \alpha_1} \{ G_k(\alpha_2) - G_k(\alpha_1) - \exp(-\alpha_3^k) \} \quad (6.6)$$

In der Praxis kann der letzte Term oft vernachlässigt werden, da sehr hohe Windgeschwindigkeiten, bei denen die Turbine angehalten werden muß, nicht oft vorkommen.

Für eine Windturbine mit einer Leistungskurve, die nicht sehr von der linearen abweicht, stellt Gleichung 6.6 eine schnelle Methode für die Berechnung der Energieproduktion einer Windturbine für unterschiedliche Werte von A und k dar. Damit kann der Unsicherheitsbereich für die Energieproduktion aus dem entsprechenden Intervall der Größen A und k erhalten werden.

Die Approximation einer Leistungskurve durch eine einfache Linearfunktion sollte sorgfältig durchgeführt werden, damit unnötig große Fehler in den Energievorhersagen vermieden werden können. Wenn z.B. die in Abbildung 6.1 dargestellte Leistungskurve durch eine lineare Funktion von 0 kW bei 3 m s^{-1} bis 55 kW bei 12 m s^{-1} angenähert wird und die Weibull-Parameter A und k mit 6.4 m s^{-1} bzw. 2.0 angenommen werden, ergibt sich eine jährliche Energieproduktion von 149 MWh.

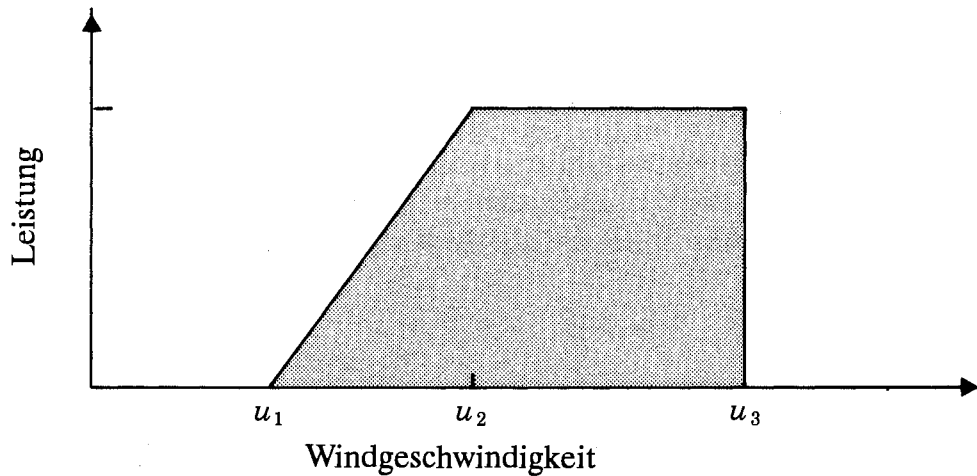


Bild 6.3. Eine einfache lineare Leistungskurve.

Die genaue Berechnung liefert jedoch ein Ergebnis von 112 MWh pro Jahr, d.h. die Linearisierung hat eine Überschätzung der Produktion von 33% zur Folge. Für eine genauere Berechnung sollte diejenige Windgeschwindigkeit u_m benutzt werden, bei der der Wirkungsgrad maximal ist (s. Abschnitt 6.4). Die Einschalt-Windgeschwindigkeit ist dann $\frac{2}{3}u_m$. Für dieselbe Leistungskurve ergibt sich dann $u_m = 7.3 \text{ m s}^{-1}$, $u_1 = 4.9 \text{ m s}^{-1}$, $u_2 = 11.8 \text{ m s}^{-1}$; die Berechnung ergibt 107 MWh im Jahr und damit einen Fehler von weniger als 5%.

Beispiel 6.1 Eine kleine Windturbine soll an einem bestimmten Standort aufgestellt werden. Die Leistungskurve kann mit folgenden Parametern linearisiert werden:

Einschalt-Windgeschwindigkeit	$u_1 = 5 \text{ m s}^{-1}$
Nominal-Windgeschwindigkeit	$u_2 = 12 \text{ m s}^{-1}$
Nominal-Leistung	$P_{max} = 50 \text{ kW}$

Für die Weibull-Parameter in Nabenhöhe wurden folgende Werte ermittelt: $A = 6 \text{ m s}^{-1}$ und $k = 2$. Damit ergibt sich:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 0.83 & G_k(\alpha_1) &= 0.673 \\ \alpha_2 &= 2.00 & G_k(\alpha_2) &= 0.882 \\ \alpha_2 - \alpha_1 &= 1.17 \end{aligned}$$

Daraus kann die mittlere Leistung bestimmt werden:

$$P = 50 \text{ kW} \cdot \frac{1}{1.17} (0.882 - 0.673) = 8.9 \text{ kW}$$

Die Wiederholung der Berechnungen für $A = 6 \pm 1 \text{ m s}^{-1}$ und $k = 1.5, 2.0$ und 2.5 , gibt die folgenden Leistungs-Mittelwerte (kW):

$A \text{ [m s}^{-1}\text{]}$	$k = 1.5$	$k = 2.0$	$k = 2.5$
5	6.9	5.0	3.8
6	10.6	8.9	7.8
7	14.3	13.3	12.6

Effekte der Luftdichte und der Turbulenz

Die verfügbare Leistungsdichte ist in Abbildung 5.3 angegeben, wobei die Luftdichte etwa dem klimatologischen Mittelwert, unter Berücksichtigung der Dichte-Änderung als Folge von Temperatur und Luftdruck (Meereshöhe), entspricht. Auch die Leistungskurve der Windturbine $P(u)$ ist von der Luftdichte abhängig. Die Leistungskurve wird normalerweise auf eine Standarddichte von 1.225 kg m^{-3} bezogen, was den Standardbedingungen des Luftdruckes bei Meereshöhe 0 und einer Temperatur von 15°C entspricht. Dabei wird normalerweise angenommen, daß sich die Leistungskurve proportional zum Verhältnis der Luftdichte verändert. Wegen der geringen Absolutwerte der in Frage kommenden Luftdichte-Unterschiede ist dies im allgemeinen akzeptabel (s. Anhang B, Tabelle B.1). Für Windturbinen, bei denen die Leistungsregelung über die Ausgangs-Leistungsmessung erfolgt, wie das für die meisten Turbinen mit Blattwinkel-Verstellung der Fall ist, gilt diese Relation jedoch nicht.

Die Verwendung von 10-Minuten-Mittelwerten der Windgeschwindigkeit anstelle der momentanen Werte führt zu einer Unterschätzung der verfügbaren Wind-Leistungsdichte, weil der Beitrag aus den Windfluktuationen des Zeitmaßstabes unter 10 Minuten nicht berücksichtigt wird. Wie in Kapitel 8 gezeigt werden wird, hängt die Unterbewertung vom Intensitätsgrad der Turbulenz ab und kann durch den Korrekturterm entsprechend $3[\ln(z/z_0)]^{-2}$ abgeschätzt werden. Dieser Ausdruck ist jedoch nur für hohe Windgeschwindigkeiten über flachem homogenen Gelände möglich. Selbst für relativ hohe Windgeschwindigkeiten können die Turbulenz-Intensitäten erhebliche Unterschiede aufweisen – hauptsächlich als Folge großer Oberflächen-Wärmestromdichten und Oberflächen-Inhomogenitäten. Dies kann z.B. bei Küstenstandorten eine Rolle spielen. Im komplexen Gelände, speziell bei Neigungsgraden über 20%, hängen die Turbulenz-Intensitäten stark von dem genauen Standort und ihrem Bezug zu Stellen mit Strömungs- Beschleunigungen bzw. -Verzögerungen ab.

Es muß jedoch betont werden, daß in den meisten Fällen der Beitrag der Turbulenz zur Leistungsdichte *nicht* berücksichtigt werden sollte; dafür gibt es drei wichtige Gründe: erstens hat das Rotor-System eine endliche Reaktionszeit, deren Absolutwert sowohl vom Steuerungssystem als auch vom Verhältnis der instationären Strömungsbedingungen am Rotorblatt abhängt; zweitens bezieht sich die Berechnung der Leistungsdichte auf einen einzelnen Punkt, im Gegensatz zur Wirklichkeit, bei der die Leistungsdichte über der gesamten Rotorfläche wirksam wird. Wegen der flächigen Ausdehnung des Rotors und der nicht vorhandenen lateralen und vertikalen Kohärenz der Windgeschwindigkeit wird ein Großteil der Turbulenz-Effekte ausgefiltert; drittens basiert die Leistungskurve der Windturbine auf der Messung und Verarbeitung von 10 Minuten-Mittelwerten (Frandsen et al., 1982) und enthält somit selbst einen Teil der Turbulenzbeiträge zur Leistungsdichte, deren Beitrag von

der aktuellen Windturbine und vom Gelände, auf dem die Messung stattgefunden hat, abhängig ist. Die Unsicherheiten, die bei der Erstellung und Anwendung von Leistungskurven zu berücksichtigen sind, betragen 10% oder mehr (s. z.B. Christensen und Dragt, 1986; Frandsen, 1987).

Zusammenfassend kann gesagt werden, daß es nicht notwendig sein wird, die Leistungsabschätzungen der Basis des Atlases für Turbulenz-Effekte zu korrigieren, wenn die Berechnung für flaches oder hügeliges Gelände mit Rauigkeitsklassen 0, 1, und 2 durchgeführt werden sollen. Für größere Rauigkeitsklassen und für eine Orographie mit steilen Hängen, an denen eine Ablösung der Strömung auftritt, könnten sich Korrekturen wegen der dort möglichen hohen Turbulenz-Intensität als notwendig erweisen.

6.2 Leistungsdichte-Funktion

In manchen Fällen kann es interessant sein, den Beitrag von unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsbereichen zur Energie-Produktion zu ermitteln. Dafür kann eine sehr einfache Abschätzung verwendet werden. Die mittlere Leistungsdichte ist wie folgt gegeben:

$$E(u) = \frac{1}{2} \rho u^3 \cdot f(u) \quad (6.7)$$

Dabei ist $f(u)$ die geschätzte Weibull-Verteilung. Eine graphische Darstellung dieser Funktion zeigt, welche Windgeschwindigkeiten für die mittlere Leistung bzw. die Energieproduktion wichtig sind. Ein Beispiel wird in Abbildung 6.4 gezeigt. Die Funktion erreicht ihr Maximum bei der folgenden Windgeschwindigkeit:

$$u = A \left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} \quad (6.8)$$

6.3 Leistungsdauer-Kurven

Aus den Weibull-Parametern und der Leistungskurve ist es möglich, die Wahrscheinlichkeit Pr zu berechnen, mit der die Leistung einen bestimmten Wert von P überschreitet. Die entsprechende Kurve wird Leistungsdauer-Kurve genannt. Für die einfache linearisierte Kurve aus Abbildung 6.3 ist diese Wahrscheinlichkeit durch:

$$Pr(\text{power} > P) = \exp\left(-\left(\frac{u_p}{A}\right)^k\right), \quad 0 \leq P \leq P_{max} \quad (6.9)$$

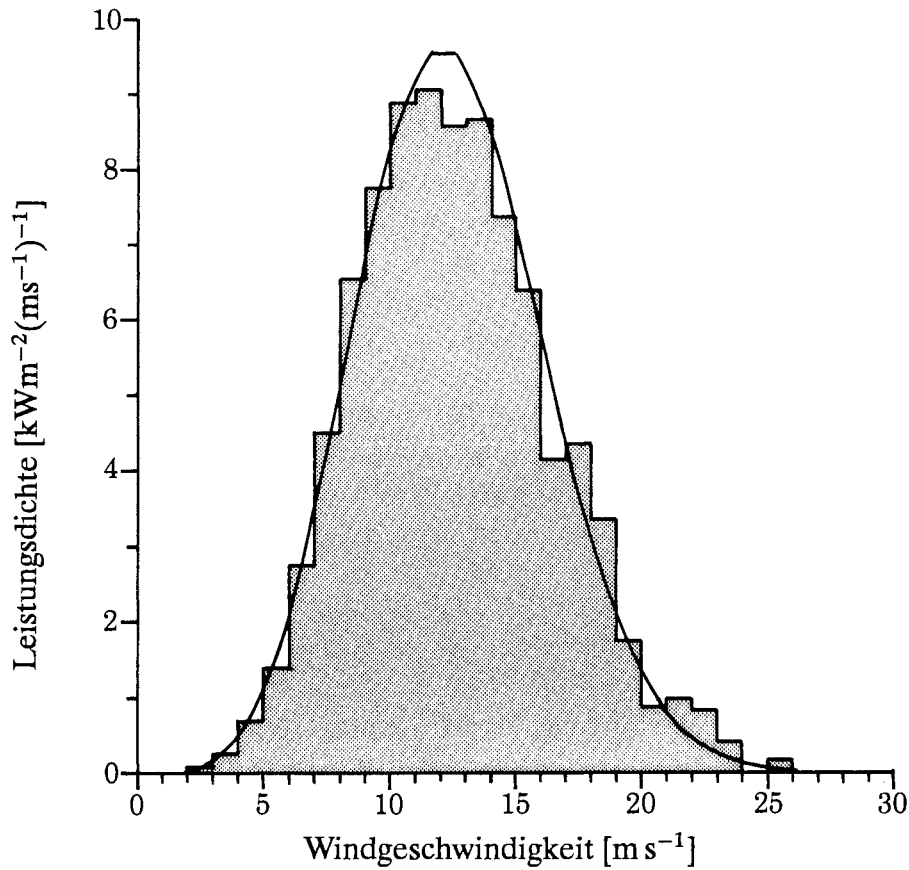


Bild 6.4. Leistungsdichte-Funktion für den Sprogø-Mast, Dänemark, in einer Höhe von 68 m. Das Histogramm zeigt die berechneten Leistungsdichten aus den gemessenen Daten; die durchgezogene Kurve entspricht einem Weibull-Fit mit den Parametern $A = 9.2 \text{ m s}^{-1}$ und $k = 2.31$.

gegeben, mit

$$P = \frac{P_{\max}}{u_2 - u_1}(u_p - u_1) \quad \text{oder} \quad u_p = u_1 + \frac{P}{P_{\max}}(u_2 - u_1) \quad (6.10)$$

Die Leistungsdauer-Kurve wird dann:

$$\Pr(\text{power} > P) = \exp \left[- \left(\alpha_1 + \frac{P}{P_{\max}} (\alpha_2 - \alpha_1)^k \right) \right] \quad (6.11)$$

6.4 Optimierung der Energie-Produktion

Die für Windturbinen verfügbare Windenergie variiert stark über Europa; aber auch von Region zu Region und innerhalb dieser existieren starke Unterschiede. Wenn ein Standort ausgewählt und eine korrekte Standortbestimmung – unter Ermittlung der Weibull-Verteilungsfunktion für die Windgeschwindigkeit – durchgeführt wurde, ist der nächste Schritt, eine geeignete Windturbine zu finden. Wegen der großen Unterschiede der Windgeschwindigkeit sollte man die bestmögliche Windturbine für jeden speziellen Standort auswählen.

Normalerweise wird dafür die mittlere Energie-Produktion für eine oder mehrere verfügbare Windturbinen ermittelt, s. 6.1. Diese Methode garantiert jedoch nicht, daß die ausgewählte Turbine ihre optimale Energie-Produktion am gewünschten Standort erbringt, da die Turbine unter Umständen für andere Windbedingungen konzipiert wurde.

Der Wirkungsgrad einer Windturbine ist als das Verhältnis der aktuellen Ausgangsleistung zur gesamten verfügbaren Leistung in der Rotorfläche definiert. Es ist klar, daß die beste Ausnutzung der Windenergie dann erhalten werden kann, wenn der Turbinenwirkungsgrad seinen höchsten Wert an einem Punkt erreicht, der in der Nähe des Maximums der Leistungsdichte-Funktion für die gegebene Windgeschwindigkeits-Verteilung liegt. Deshalb sollte der aerodynamische Wirkungsgrad der Windturbine an die aktuelle Windgeschwindigkeits-Verteilung angepaßt werden. Eine vereinfachte Vorgehensweise wird im folgenden beschrieben.

Angenommen sei eine Windturbine mit einer einfachen linearisierten Leistungskurve. Damit wird die Wirkungsgrad-Kurve:

$$C_p(u) = \frac{P(u)}{E(u) \cdot A_R} = \frac{s(u - u_1)}{\frac{1}{2}\rho u^3 \cdot A_R}, \quad u_1 \leq u \leq u_2 \quad (6.12)$$

Dabei stellt $P(u)$ die Ausgangsleistung der Windgeschwindigkeit u dar, $E(u) \cdot A_R$ die gesamte verfügbare Leistung in der Rotorfläche, A_R die Rotorfläche und s die Neigung der Leistungskurve:

$$s = \frac{P_{max}}{u_2 - u_1} \quad (6.13)$$

Der maximale Wirkungsgrad tritt bei der Windgeschwindigkeit u_m auf, wie sich durch Differenzierung der Gleichung 6.12 ergibt:

$$u_m = \frac{3}{2}u_1 \quad (6.14)$$

Die Leistungskurve kann jetzt wie folgt geschrieben werden:

$$P(u) = \frac{3}{2} \rho C_p(u_m) A_R \cdot u_m^2 \left(u - \frac{2}{3} u_m \right) \quad \text{für } u_1 \leq u \leq u_2 \quad (6.15)$$

Die Substitution dieses Ausdrucks in der Gleichung für die mittlere Leistung, Gleichung 6.6, führt zu dem Ergebnis:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p(u_m) A_R \cdot A^3 \cdot \left[3 \left(\frac{u_m}{A} \right)^2 \cdot \left\{ G_k \left(\frac{u_2}{A} \right) - G_k \left(\frac{2}{3} \frac{u_m}{A} \right) \right\} \right] \quad (6.16)$$

Dieser Ausdruck enthält Parameter, die die wichtigsten Kenngrößen einer Windturbine darstellen:

A_R	=	Rotor-Fläche
$C_p(u_m)$	=	Maximaler Wirkungsgrad
u_m	=	Windgeschwindigkeit bei maximalem Wirkungsgrad
u_2	=	Auslegungs-Windgeschwindigkeit

Der Wert von u_m , der die mittlere Leistung P optimiert, kann mit genügender Genauigkeit durch den Ausdruck

$$u_m = A \left[\left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} - 0.15 \right] \quad (6.17)$$

angenähert werden.

Der erste Term in der Klammer entspricht der Windgeschwindigkeit, skaliert mit A , bei der die Leistungsdichte-Funktion des Windes ihr Maximum besitzt (Gleichung 6.8). Der Ausdruck zeigt deshalb, daß der maximale Wirkungsgrad bei einer Windgeschwindigkeit so eingestellt werden sollte, daß er etwas niedriger als das entsprechende Maximum der Leistungsdichte-Funktion der Windgeschwindigkeit wird.

Mit Hilfe dieser Vorgehensweise kann die Auswahl der geeigneten Windturbine unterstützt werden.¹ Dabei entstehen jedoch zwei Nachteile. Erstens erfordert die Auslegung einer Windturbine für ein spezielles Windklima nicht nur die Bestimmung des Wirkungsgrad-Maximums, sondern auch den Verlauf der Leistungskurve (Wirkungsgrad als Funktion der Windgeschwindigkeit). Zweitens stellt sich gewöhnlich nicht die Frage, ob die Windturbine für einen bestimmten Standort optimiert werden kann, sondern ob eine existierende Windturbine mit einem bestimmten Rotor so modifiziert werden kann, daß die Energieproduktion optimal wird.

Für eine Windturbine mit aerodynamischer Leistungsregelung besteht die einfachste Modifizierungsmöglichkeit im Wechsel der Drehzahl durch die Auswahl einer

¹Der restliche Teil dieses Kapitels wurde durch Peter Hauge Madsen, Risø National Laboratorium, erstellt.

geeigneten Getriebeübersetzung, einer Änderung des Blatteinstellwinkels und einer Änderung der Generatorleistung.

Die Auswirkungen einer Drehzahl-Änderung oder einer Blattwinkel-Verstellung bei einer derartigen Maschine mit einer Nabenhöhe von 30 Metern und einem Rotordurchmesser von 23 Metern werden in den Abbildungen 6.5 und 6.6 gezeigt. Die Abbildungen zeigen die aerodynamische Leistungs-Kurve und die Wirkungsgrad-Kurven für Änderungen in der Nähe des Auslegungspunktes: 0 Grad-Blatt-Winkel und 47.5 Upm-Rotor-Drehzahl. Eine Änderung der Drehzahl verschiebt die Wirkungsgrad-Kurve in bezug auf die Windgeschwindigkeit, ein Wechsel im Blatt-Anstellwinkel verändert sogar die Form der Wirkungsgrad-Kurve. In beiden Fällen werden die Spitzenleistung und damit die erforderliche Generator-Leistung beeinflusst.

Die jährliche Energie-Produktion für die unterschiedlichen Leistungs-Kurven werden mit Hilfe von Gleichung 6.1 ermittelt. Die jährliche Energie-Produktion (ohne Verluste im Übertragungssystem) werden für die Windturbine unter Zugrundelegung ihrer Auslegungswerte in Tabelle 6.1 für drei unterschiedliche Windklimaten angegeben.

Tabelle 6.1. Jährliche Energie-Produktion bei Windklimaten, 0 Grad Blatt-Anstellwinkel, Drehzahl 47.5 Upm.

A m s^{-1}	k	Jährl. Energie-Prod. MWh
6.0	1.9	251
7.5	1.9	454
9.0	1.9	666

Die Werte der jährlichen Energie-Produktion für unterschiedliche Blatt-Anstellwinkel und Drehzahlen sind in Abbildung 6.7 dargestellt. Daraus wird ersichtlich, daß für Gebiete mit niedriger Windgeschwindigkeit nur unerhebliche Energiegewinne möglich sind, während diese für hohe Windgeschwindigkeiten zunehmen.

Die beschriebenen Korrekturen haben Einfluß auf die Belastung der Windturbine. Abbildung 6.8 zeigt den Schub eines Windturbinen-Rotors auf den Turm als Funktion der Windgeschwindigkeit. Man beachte, daß speziell die Änderung der Drehzahl eine erhebliche Erhöhung des Schubes zur Folge hat. Änderungen der ursprünglichen Auslegungswerte sollten deshalb nur in Verbindung mit einer Prüfung der Anlagenbelastung und einer möglichen Verstärkung der Rotorblätter usw. durchgeführt werden. Die Optimierung einer Windturbine für einen speziellen Standort ist eine wirtschaftliche Optimierung, während Verbesserungen der jährlichen Energie-Produktion gegen die Zusatzkosten struktureller Veränderungen, eines größeren Generators, eines Getriebes usw. gewichtet werden sollten.

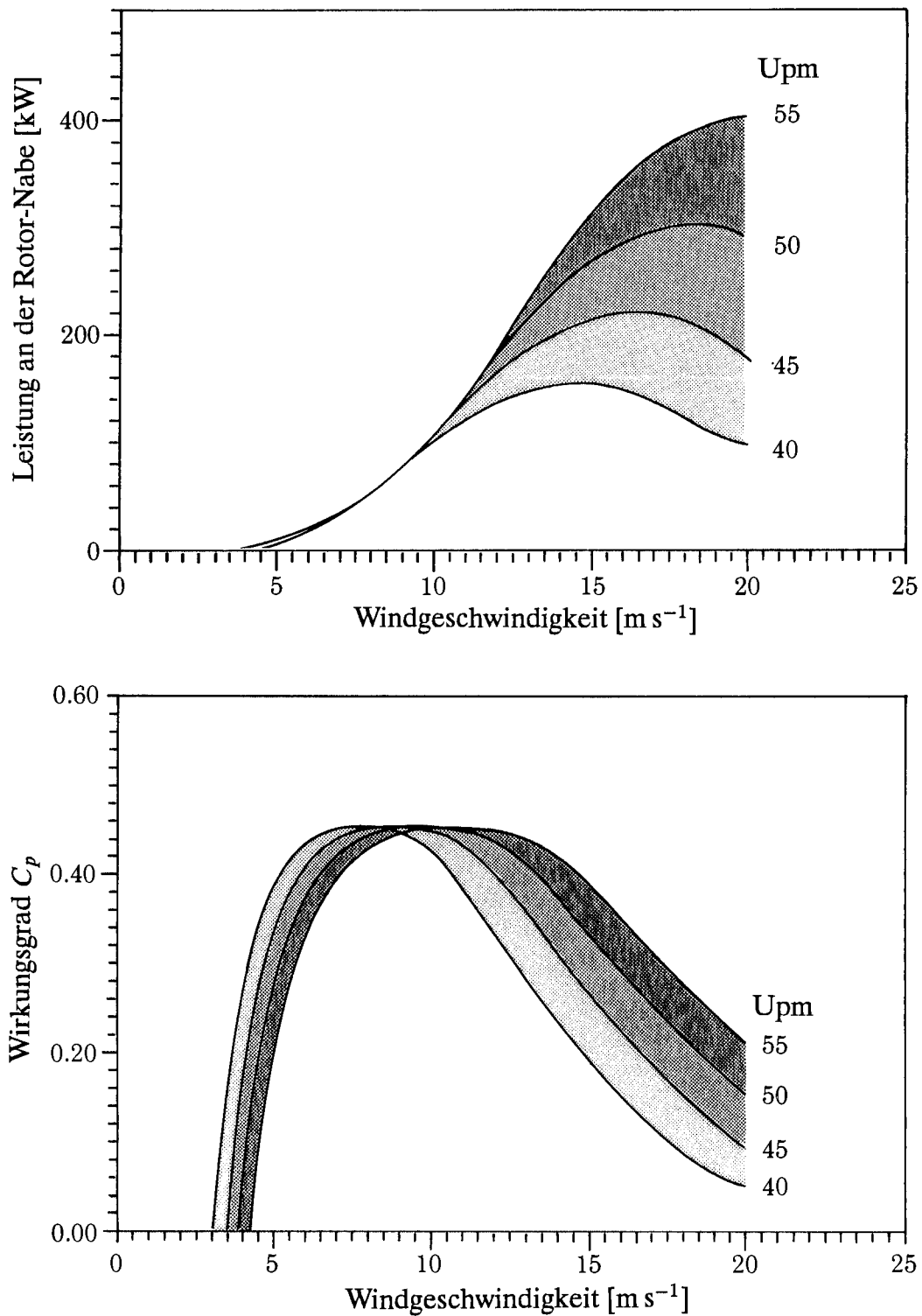


Bild 6.5. Einfluß der Drehzahl auf die Leistungskurve bzw. den Wirkungsgrad. Die Windturbine besitzt eine aerodynamische Leistungsregelung (stall-control), eine Nabenhöhe von 30 m und einen Rotor-Durchmesser von 23 m. Der Blatt-Anstellwinkel beträgt 0 Grad. Die obere Abbildung zeigt die aerodynamischen Leistungskurven, in der unteren Abbildung sind die aerodynamischen Wirkungsgrade dargestellt.

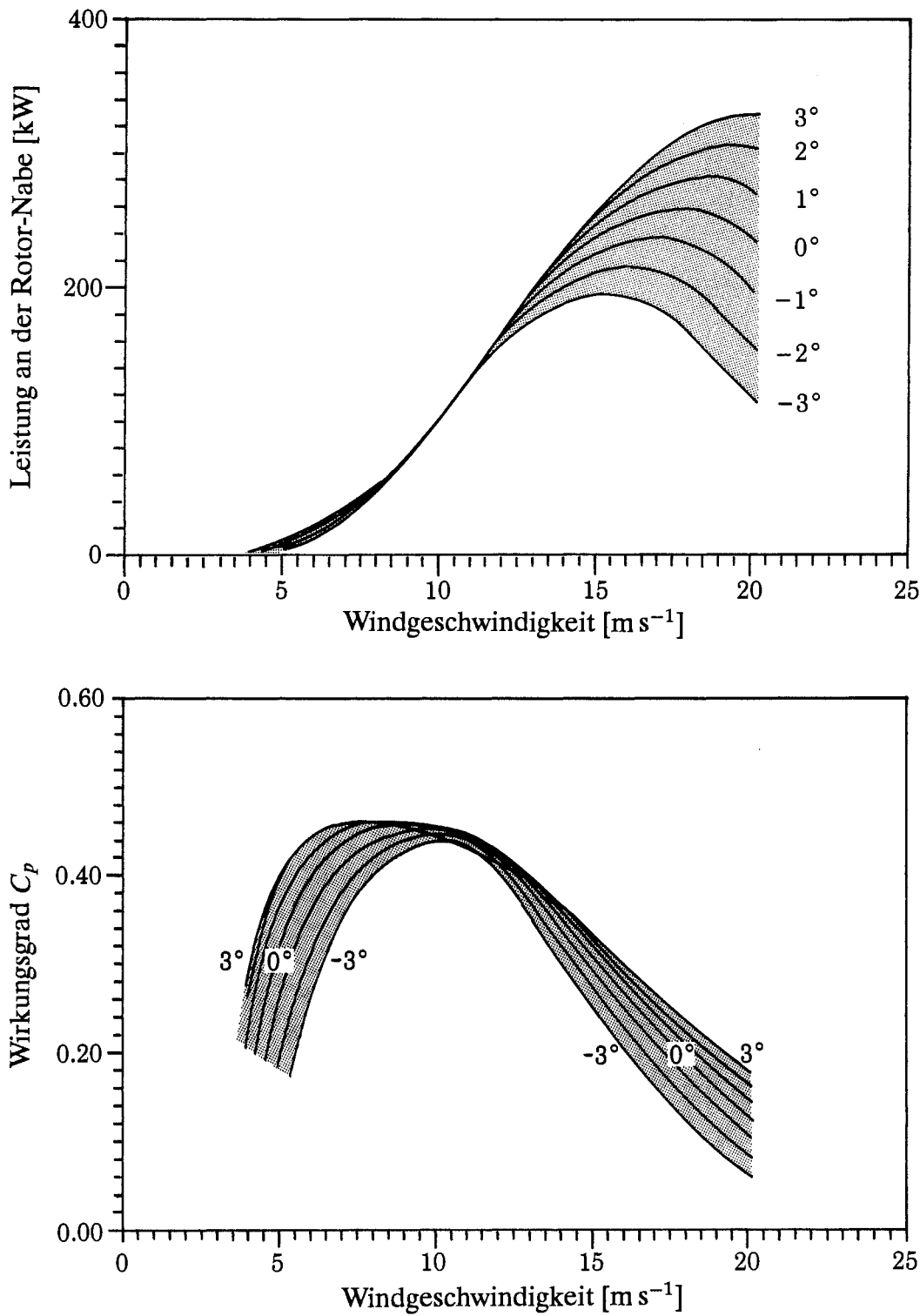


Bild 6.6. Der Einfluß des Blatt-Anstellwinkels θ $^\circ$ auf die Leistungskurve und den Wirkungsgrad. Die Windturbine besitzt eine aerodynamische Leistungsregelung (stall-control), eine Nabenhöhe von 30 Metern und einen Rotor-Durchmesser von 23 m. Die Drehzahl beträgt 47.5 Upm. Die obere Abbildung zeigt die aerodynamischen Leistungskurven, in der unteren Abbildung sind die aerodynamischen Wirkungsgrade dargestellt.

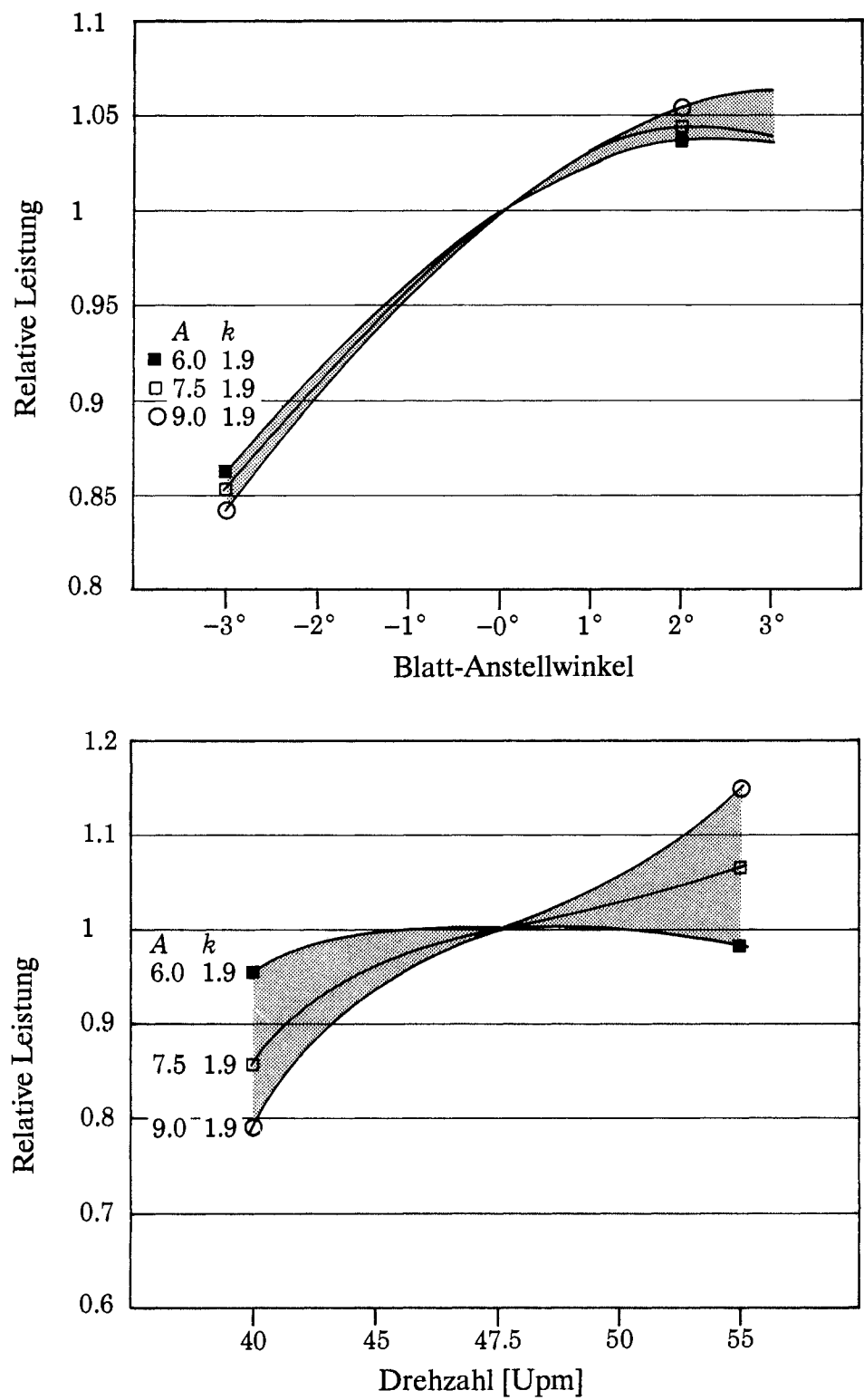


Bild 6.7. Variation der Energie-Produktion für verschiedene Blatt-Anstellwinkel (obere Abbildung) und Drehzahlen (untere Abbildung). Die Windturbine ist identisch mit der in den Abbildungen 6.5 und 6.6 verwendeten. Die Energie-Produktion ist für drei unterschiedliche windklimatologische Bedingungen mit Hilfe der drei Weibull-Parametersätze A und k gegeben.

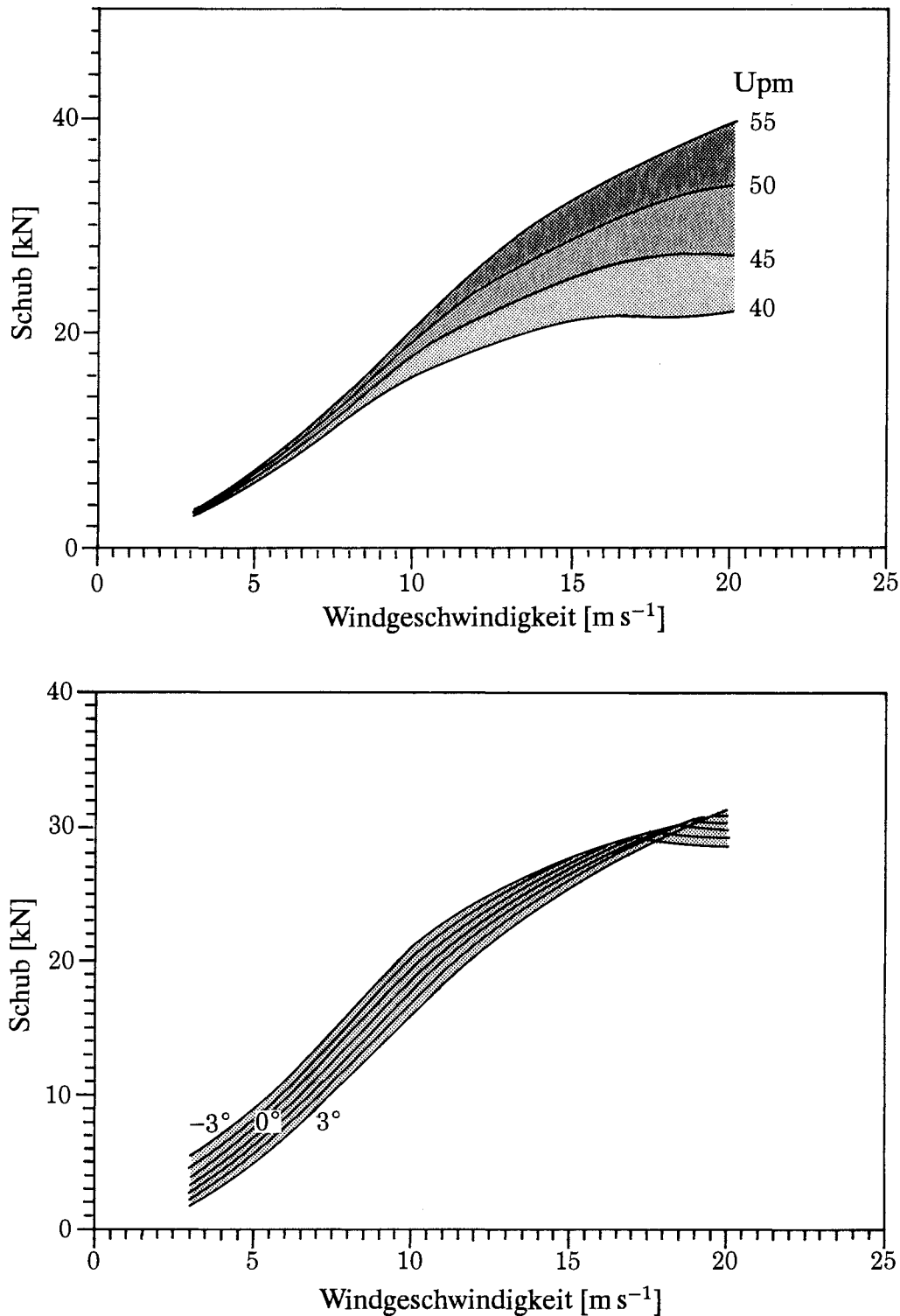


Bild 6.8. Windturbinen-Belastung als eine Funktion der Windgeschwindigkeit für unterschiedliche Rotor-Drehzahlen und Blatt-Anstellwinkel. Die Windturbine ist identisch mit der in Abbildungen 6.5 und 6.6 beschriebenen. Die obere Abbildung zeigt den Schub für unterschiedliche Rotor-Drehzahlen und einen festen Blatt-Anstellwinkel von 0° ; die untere Abbildung zeigt den Schub für unterschiedliche Blatt-Anstellwinkel und eine feste Rotor-Drehzahl von 47.5 U_{pm} .

Kapitel 7

Stations-Statistiken und Klimatologien

In diesem Kapitel werden die in dieser Arbeit benutzten Klimadaten für die meteorologischen Stationen in Form von Tabellen und Grafiken dargestellt. Für jede Station geben die Tabellen die berechneten Werte für die *regional repräsentative* Klimatologie an. Diese Information wird durch eine Zusammenstellung der Rohdaten und der Meßbedingungen ergänzt. Die Rohdaten und einige abgeleitete Größen sind weiter graphisch in den windklimatologischen Daten am Ende jeder Landes-
sektion dargestellt.

Die Länder sind alphabetisch geordnet, ebenso die einzelnen Stationen innerhalb jedes Landes, wie folgt:

- | | |
|-------------------------------|--------------------|
| 1. Belgien | 7. Italien |
| 2. Dänemark | 8. Luxemburg |
| 3. Frankreich | 9. Niederlande |
| 4. Bundesrepublik Deutschland | 10. Portugal |
| 5. Griechenland | 11. Spanien |
| 6. Irland | 12. Großbritannien |

Jede Station ist auf zwei gegenüberliegenden Seiten beschrieben. Die linke Seite enthält

- eine Beschreibung der Station
- Rohwetterdaten

und die rechte Seite zeigt

- die berechneten regionalen Weibull-Parameter
- die berechneten regionalen mittleren Windgeschwindigkeiten und Energien

Die Darstellung der Daten wird in den folgenden Abschnitten detailliert erläutert.

7.1 Stationsbeschreibung und statistische Tabellen

Stationsbeschreibung

Die Stationsbeschreibung enthält die geographische Lage, eine Beschreibung der Umgebung der Station und eine Stations-Rauhigkeits-Rose.

Stationsnamen Als Stationsnamen wurden die in der jeweiligen Landessprache verwendeten Bezeichnungen eingesetzt und entsprechend geschrieben.

Geographische Koordinaten Die geographische Breite und Länge jeder Station ist in Grad, Minuten und Sekunden angegeben – gewöhnlich auf Minuten aufgerundet. Eine Liste mit den geographischen Koordinaten aller Stationen findet sich in Tabelle 7.1.

UTM-Koordinaten Die UTM (Universal Transverse Mercator)-Koordinaten bestehen aus der UTM-Zonenummer und den Ost- bzw. Nordangaben in Metern. Diese Koordinaten sind so berechnet worden, daß die genauen UTM-Koordinaten mit den gegebenen geographischen Koordinaten übereinstimmen. Deshalb entspricht die Auflösung dieser Koordinaten *nicht* den aktuellen Standorten der Stationen. Geodätisches Datum: Das Europäische Datum 1950.

Höhe Die Höhe der Station ist in Meter über Meereshöhe angegeben.

Stationsbeschreibung Die allgemeine Umgebung jeder Station ist beschrieben, z.B. wichtige Geländeeigenschaften wie Abstand zum Meer, zu Seen, Flüssen, Wäldern, Bergen usw. Wichtige Hindernisse in der Nähe des Anemometers können auch erwähnt sein ebenso wie weitere Informationen, wenn sie als wichtig für die Interpretation der statistischen Daten erforderlich erscheinen.

Rauhigkeitsrose Die Rauhigkeitslängen [m] der Landoberfläche in der Umgebung der Meßstation sind für jeden der zwölf 30°-Sektoren aufgelistet. Die Entfernungen und die Größe der Rauhigkeitsänderung innerhalb eines Sektors sind ebenfalls aufgelistet. Weiter sind die Windgeschwindigkeits-Korrekturfaktoren und Windrichtungskorrekturwinkel, die in der Berechnung verwendet wurden, in einer separaten Tabelle neben der Rauhigkeitsrose dargestellt. Diese Faktoren erlauben die Abschätzung des Einflusses von Windhindernissen und von orographischen Verstärkungseffekten auf die Windenergienutzung. Wenn eine Station nur bezüglich der Windhindernisse korrigiert wurde, ergeben sich keine Korrekturen für die Windrichtungen.

Rohdatenbeschreibung

Verteilung der Windmessungen Diese Tabelle gibt die sektorweise Verteilung der Rohdaten für die Windgeschwindigkeitsmessungen und die Verteilung der Windgeschwindigkeiten innerhalb jedes Sektors. Die Häufigkeitsverteilung des Windes in den Sektoren ist in Prozent angegeben, wogegen die Verteilung der Windge-

schwindigkeiten in Promille dargestellt sind, d.h. normalisiert auf 1000 innerhalb jedes Sektors. Die Tabelle bezieht sich auf die Anemometerhöhe in Metern über Grund und die in der Tabelle aufgeführte Meßperiode. Man beachte, daß das Format für die Meßperiode folgendermaßen dargestellt ist: Jahr, Monat, Tag, Stunde, d.h. 83123121 bedeutet 31. Dezember 1983, 21 Uhr.

Eine Weibull-Verteilungsfunktion wurde für die Windgeschwindigkeitsverteilung in jedem Sektor erstellt. Die resultierenden Weibull-Parameter A [m s^{-1}] und k sind in den letzten beiden Spalten der Tabelle aufgelistet.

Tägliche und jährliche Variation der Windgeschwindigkeit Diese Tabelle gibt die mittlere Windgeschwindigkeit als eine Funktion der Tageszeit und des Monats im Jahr an. Dabei ist die Tageszeit als Coordinated Universal Time (UTC) equivalent der Greenwich-Mean-Time (GMT) angegeben.

Regionale Klimatologie und Mittelwerte

Die Windatlas-Tabellen Diese Tabellen geben die berechneten Weibull-Parameter für 12 Sektoren, 5 Höhen und 4 Rauigkeitsklassen wieder. Zusätzlich wird die sektorenweise Verteilung der Windgeschwindigkeit in Prozent für jede Rauigkeitsklasse dargestellt. Die Weibull A -Parameter sind in [m s^{-1}] gegeben.

Berechnete mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Leistung Die letzte Tabelle auf der rechten Seite stellt die berechneten mittleren Windgeschwindigkeiten [m s^{-1}] und die gesamten mittleren Leistungen des Windes [W m^{-2}] für jede der 5 Standardhöhen und für 4 Rauigkeitsklassen dar. Diese sind unter Verwendung der Weibull-Parameter aus den Windatlastabellen berechnet worden.

7.2 Die windklimatologischen Daten

Der Zweck der geographischen Darstellung von Winddaten am Ende jedes Abschnitts ist es, einen kompakten und informativen Überblick über die Winddaten zu geben. Die erste Zeile gibt den Namen der meteorologischen Station, das Land und die Meßperioden an. Danach folgt die Information über die Meßhöhe über Grund, den Mittelwert, die Standardabweichungen und den Mittelwert der dritten Potenz der gemessenen Windgeschwindigkeiten. Die graphische Darstellung besteht aus 5 Grafiken:

Das mittlere Jahr Die mittlere saisonale Variation der gemessenen Windgeschwindigkeit (durchgezogene Linie) und die dritte Potenz der Windgeschwindigkeit (gestrichelte Linie) ist links oben in der Grafik dargestellt. Alle Daten des jeweiligen Kalendermonats sind gemittelt und die Ergebnisse im Mittelpunkt jedes dargestellten monatlichen Intervalls eingezeichnet. Die Einheit auf der Ordinate ist m s^{-1} für mittlere Geschwindigkeiten und m^3s^{-3} für die mittleren Werte der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Die aus der graphischen Darstellung abgelesenen

Werte müssen mit dem Faktor multipliziert werden, der auf der rechten Seite der Graphik angegeben ist. Die durchgehenden Kurven wurden durch Interpolation mit Hilfe einer periodischen kubischen Spline-Funktion erhalten. Die Windgeschwindigkeitsdaten sind ebenfalls in den Tabellen enthalten, die die einzelnen Stationen beschreiben.

Die mittleren Tage Die mittlere tägliche Variation der gemessenen Windgeschwindigkeiten für die Monate Januar bis Juli ist oben rechts in der Grafik dargestellt. Die mittlere stündliche Variation der Windgeschwindigkeit ist in den durchgehenden Kurven für Januar und Juli dargestellt. Die dritte Potenz der Windgeschwindigkeit ist durch gestrichelte Kurven gekennzeichnet. Die Daten für alle Januar- (Juli-) Monate für jeweils dieselbe Tageszeit sind gemittelt. Ergebnisse, die für jede der dargestellten Standard-Stunden (UTC) erhalten wurden, sind mit einer interpolierten glatten Kurve eingezeichnet (periodische kubische Spline-Funktion). Die Ordinate für jede Kurve ist identisch mit der Ordinate der dazugehörigen mittleren Jahreskurve (links oben) für die Januar- (Juli-) Punkte. Die Einheit auf der Ordinate ist m s^{-1} für mittlere Geschwindigkeiten und $\text{m}^3 \text{s}^{-3}$ für die Mittelwerte der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Die Werte aus der Grafik müssen mit dem Faktor, der auf der linken Seite der Grafik dargestellt ist, multipliziert werden. Mittlere Tage für jeden Kalendermonat sind berechnet und definieren für jeden Kalendermonat einen Mittel- oder Referenztag, der als Grundlage für die Berechnung des darunterliegenden Spektrums verwendet wurde. Die Geschwindigkeitswerte befinden sich in den Tabellen der Stationsbeschreibungen.

Die Windrose Die relativen Häufigkeiten der Windrichtungen von jedem der zwölf Sektoren sind der Grafik Mitte links in Form einer radialen Darstellung der Kreiselemente um die Sektoren gezeigt (dicke Linie). Die Beiträge jedes Sektors zur gesamten mittleren Windgeschwindigkeit und zum Gesamtmittelwert der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit sind in Form der inneren bzw. der zentralen Segmente gegeben. Für jede Größe wurde die Normalisierung so durchgeführt, daß das größte Segment bis zum äußeren gestrichelten Kreis reicht. Der entsprechende Wert für jede der drei Größen ist in dem kleinen Kasten in Prozent angegeben (Zahlen gerundet). Der innere gestrichelte Kreis entspricht dem halben Wert.

Das Spektrum Der Beitrag zur gesamten Varianz der Windgeschwindigkeit für einen Periodenbereich ist durch die durchgezogene Kurve in der Grafik Mitte rechts gezeigt. Der vertikale Maßstab ist willkürlich dem Mittelpunkt der Kurve angepaßt. Die Abzisse gibt die Perioden in einem logarithmischen Maßstab. Die Kurve wurde aus einer gesamten Zeitserie berechnet, indem die monatlichen mittleren Tageswerte für jeden Tageswert Stunde um Stunde abgezogen wurden. Die monatlichen Mitteltage für alle 12 Monate wurden, wie es oben für Januar und Juli beschrieben wurde, berechnet. In diesem Zusammenhang werden die mittleren Tage als deterministisch betrachtet, im Gegensatz zu den berechneten Zeitserien der Abweichungen die den stochastischen Teil darstellen. Danach folgt eine Fourier-Transformation der Abweichungen, die spektralen Abschätzungen werden quadriert und blockweise über Bänder von gleichen relativen Bandbreiten gemittelt, die der Stufenbreite in der Kurve entsprechen.

Der ausgezogene vertikale Strich auf der linken Seite zeigt die Beiträge zur Standard-Abweichung der Windgeschwindigkeit für den gesamten Datensatz aus Zeitperioden eines Jahres. Dies wird berechnet als die Standard-Abweichung des mittleren Jahres (links oben). Der benachbarte gestrichelte Balken gibt in gleicher Weise die mittleren Jahresbeiträge zur Standard-Abweichung der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Als Einheit wurden Prozent der gesamten Standard-Abweichung dieser Daten verwendet. Entsprechend zeigen die Balken auf der rechten Seite die Beiträge zu den Standard-Abweichungen von der Geschwindigkeit und ihrer dritten Potenz für Perioden, die in einen Tag passen, das bedeutet 24, 12, 8 und 6 Stunden für den augenblicklichen Stand von 3-stündigen Basiswerten. Die Zahlen links oben in der Grafik bedeuten den Beitrag zur gesamten Standard-Abweichung in Prozent durch Zufallsabweichungen im Varianz-Spektrum, für Perioden länger als ein Jahr, Perioden zwischen einem Jahr und einem Tag sowie Perioden kleiner als ein Tag. Die Summe der Quadrate dieser Beiträge der drei Zufallsgrößen zusammen mit den Beiträgen der deterministischen Mitteljahres- und Mitteltageswerte addieren sich zu eins. Die Zahlen in dem kleinen Kasten unterhalb der Grafik geben die relative Standard-Abweichung für die Windgeschwindigkeit und für die dritte Potenz der Geschwindigkeit für den mittleren Januar-Tag (die ersten zwei Zahlen) und den mittleren Juli-Tag (letzte zwei Zahlen) an.

Die zeitliche Darstellung Die monatliche relative Abweichung von den mittleren Monatswerten ist im unteren Teil der Grafik dargestellt. Für jeden Monat sind die mittlere Geschwindigkeit sowie die dritte Potenz der Geschwindigkeit berechnet worden. Die erwarteten Werte für die entsprechenden Kalendermonate im mittleren Jahr (links oben) wurden abgezogen. Die relative Abweichung ist durch die gezackte Linie dargestellt, die durchgezogene Linie entspricht der Geschwindigkeit und die gestrichelte Linie der dritten Potenz der Geschwindigkeit. Die glattere durchgezogene Linie zeigt die jährliche relative Abweichung der mittleren Geschwindigkeit vom gesamten Mittel. Jeder Punkt dieser Kurve gibt die relative Abweichung in der Periode jeweils für das vergangene und folgende Halbjahr (Block-Mittelwerte) an. Der Mittelwert für jedes Kalenderjahr gibt deshalb die Abweichung für das entsprechende Jahr. Die offenen Kreise zeigen entsprechend die relative Abweichung des mittleren kubischen Wertes der Geschwindigkeit für jedes Kalenderjahr. Die Zahlen rechts geben die mittleren Wurzelquadrate der Jahresabweichungen in Prozent für die Geschwindigkeit (untere Zahlen) und den kubischen Wert der Geschwindigkeit (obere Zahlen). Der vertikale Maßstab ist linear von -1 bis $+1$ und verändert sich bei $+1$ in einen größeren linearen Maßstab, der an die größte Abweichung angepaßt ist.

7.3 Stations-Statistiken und Klimatologien

Die 190 meteorologischen Stationen mit Oberflächenbeobachtungen, die im Windatlas benutzt wurden, sind in Tabelle 7.1 aufgelistet. Der geographische Standort und die Zeiträume, in denen Winddaten für diese Arbeit zur Verfügung standen, sind für jede Station angegeben. Die Seiten, auf denen die Tabellen und die Übersichtsangaben für jede Station gefunden werden können, sind in den letzten

beiden Zeilen der Tabelle dargestellt. Für 175 Stationen sind sowohl Tabellen als auch Übersichtsangaben vorhanden. Bei drei Stationen existieren nur Tabellen und bei 12 Stationen nur Übersichtsangaben.

Die 29 verwendeten Radiosonden-Stationen sind in Tabelle 7.2 aufgelistet, ebenso für jede Station der geographische Standort, die Höhe und die Zeiträume, für die Daten analysiert wurden. Die Daten für die Radiosonden-Stationen werden nur in Tabellenform dargestellt. Eine Zusammenfassung der beobachteten Windgeschwindigkeits-Verteilungen findet sich in Tabelle 7.3.

Tabelle 7.1. Im Windatlas verwendete meteorologische Stationen mit Oberflächen-Beobachtungen. Die Länder der Europäischen Gemeinschaften sind ebenso alphabetisch aufgelistet wie die Stationen innerhalb jedes Landes.

	Breitengr.	Längengr.	Höhe [m]	Periode	Tab. Seite	Graph. Seite
Belgien						
Florennes	50° 14' N	04° 39' E	280	1975–81	118	128
Melsbroek	50° 54' N	04° 28' E	36	1970–79	120	128
Middelkerke	51° 12' N	02° 52' E	4	1972–81	122	128
Saint Hubert	50° 02' N	05° 24' E	556	1971–80	124	129
Spa	50° 29' N	05° 55' E	573	1971–80	126	129
Dänemark						
Ålborg	57° 06' N	09° 52' E	3	1965–72	130	148
Beldringe	55° 29' N	10° 20' E	17	1972–79	132	148
Horns Rev Fyrskib	55° 24' N	07° 34' E	0	1962–80	134	148
Karup	56° 17' N	09° 08' E	52	1971–79	136	149
Kastrup	55° 38' N	12° 40' E	5	1965–72	138	149
Rønne	55° 04' N	14° 45' E	16	1972–79	140	149
Skrydstrup	55° 14' N	09° 16' E	40	1971–79	142	150
Tirstrup	56° 18' N	10° 37' E	25	1971–79	144	150
Værløse	55° 46' N	12° 19' E	19	1972–79	146	150
Frankreich						
Abbeville	50° 08' N	01° 50' E	77	1970–78	152	216
Aurillac	44° 53' N	02° 25' E	639	1979–85	154	216
Avord	47° 03' N	02° 39' E	179	1972–78	156	216
Bordeaux	44° 50' N	00° 42' E	51	1970–79	158	216
Brest	48° 27' N	04° 25' W	103	1970–79	160	217
Caen	49° 11' N	00° 27' E	67	1972–79	162	217
Cambrai	50° 13' N	03° 09' E	77	1970–79	164	217
Carcassonne	43° 13' N	02° 19' E	130	1973–78	166	217
Cherbourg	49° 39' N	01° 28' W	138	1970–78	168	218
Clermont-Ferrand	45° 47' N	03° 10' E	332	1976–85	170	218
Dinard	48° 35' N	02° 04' W	59	1970–79	172	218
Evreux	49° 01' N	01° 13' E	146	1970–79	174	218

Gourdon	44° 45' N	01° 24' E	261	1970–79	176	219
Istres	43° 31' N	04° 56' E	24	1970–79	178	219
Le Puy Chadrac	45° 03' N	03° 54' E	715	1976–82	180	219
Limoges	45° 52' N	01° 11' E	402	1973–79	182	219
Lorient	47° 46' N	03° 27' W	44	1970–78	184	220
Lyon	45° 43' N	04° 57' E	201	1970–79	186	220
Millau	44° 07' N	03° 01' E	720	1970–79	188	220
Mont Aigoual	44° 07' N	03° 35' E	1565	1970–79	190	220
Mont de Marsan	43° 55' N	00° 30' E	63	1970–79	192	221
Nantes	47° 10' N	01° 37' W	27	1970–79	194	221
Nîmes	43° 45' N	04° 25' E	96	1970–79	196	221
Orléans	47° 59' N	01° 45' E	125	1970–79	198	221
Perpignan	42° 44' N	02° 52' E	48	1972–78	200	222
Poitiers	46° 35' N	00° 19' E	120	1970–78	202	222
Reims	49° 18' N	04° 02' E	99	1970–78	204	222
Saint Etienne	45° 32' N	04° 18' E	402	1975–84	206	222
Saint Yan	46° 25' N	04° 01' E	244	1975–84	208	223
Toul	48° 47' N	05° 59' E	298	1975–79	210	223
Toulouse	43° 32' N	01° 22' E	166	1970–79	212	223
Vichy	46° 10' N	03° 24' E	251	1977–85	214	223

Bundesrepublik Deutschland

Berlin	52° 28' N	13° 24' E	48	1971–80	106	136
Braunschweig	52° 18' N	10° 27' E	81	1973–81	108	136
Bremen	53° 03' N	08° 47' E	3	1970–79	110	136
Düsseldorf	51° 17' N	06° 47' E	37	1970–79	112	136
Frankfurt	50° 02' N	08° 36' E	111	1971–80	114	137
Hamburg	53° 38' N	09° 59' E	13	1970–79	116	137
Hannover	52° 27' N	09° 42' E	51	1970–79	118	137
Helgoland	54° 11' N	07° 54' E	4	1971–80	120	137
Hof–Hohensaas	50° 19' N	11° 53' E	567	1971–80	122	138
List/Sylt	55° 01' N	08° 25' E	26	1971–80	124	138
München	48° 08' N	11° 43' E	527	1970–79	126	138
Nürnberg	49° 30' N	11° 05' E	310	1971–80	128	138
Saarbrücken	49° 13' N	07° 07' E	323	1971–80	130	139
Stuttgart	48° 41' N	09° 13' E	373	1972–81	132	139
Weißenburg	49° 01' N	10° 58' E	422	1971–80	134	139

Griechenland

Araxos	38° 13' N	21° 22' E	15	1974–75	258	–
Athen	37° 54' N	23° 44' E	28	1974–83	260	278
Chios	38° 22' N	26° 08' E	5	1974–83	–	278
Heraklion	35° 20' N	25° 08' E	37	1974–83	262	278
Kerkyra	39° 37' N	19° 55' E	2	1974–83	264	278
Limnos (Agio Sozon)	39° 29' N	25° 13' E	47	1986–87	266	–
Limnos (Airport)	40° 06' N	24° 30' E	5	1974–75	268	–
Methoni	36° 49' N	21° 42' E	33	1974–83	–	279
Milos	36° 45' N	24° 26' E	182	1974–83	–	279

Mytilini	39° 06' N	26° 33' E	17	1974–83	270	279
Naxos	37° 00' N	25° 23' E	9	1974–83	272	280
Rodos	36° 23' N	28° 07' E	4	1974–83	274	280
Thessaloniki	40° 31' N	22° 58' E	8	1974–83	276	280

Irland

Belmullet	54° 14' N	10° 00' W	9	1966–75	282	302
Claremorris	53° 43' N	08° 59' W	69	1967–77	284	302
Cork	51° 51' N	08° 29' W	162	1970–79	286	302
Dublin	53° 26' N	06° 15' W	65	1970–79	288	302
Kilkenny	52° 40' N	07° 16' W	63	1970–79	290	303
Malin Head	55° 22' N	07° 20' W	24	1970–79	292	303
Mullingar	53° 32' N	07° 21' W	101	1974–83	294	303
Roches Point	51° 48' N	08° 15' W	40	1970–79	296	304
Shannon	52° 41' N	08° 55' W	8	1970–79	298	304
Valentia	51° 56' N	10° 15' W	18	1970–79	300	304

Italien

Alghero	40° 38' N	08° 17' E	40	1960–69	306	360
Bolzano	46° 28' N	11° 20' E	241	1966–75	308	360
Brindisi	40° 39' N	17° 57' E	15	1965–75	310	360
Cagliari	39° 15' N	09° 03' E	18	1951–70	312	360
Campeda	40° 21' N	08° 45' E	660	1980–86	314	361
Campo Marino	41° 56' N	15° 01' E	100	1985–88	—	361
Campolieto	41° 37' N	14° 47' E	970	1985–88	—	361
Capo Bellavista	32° 56' N	09° 43' E	138	1960–69	316	361
Capo Palinuro	40° 01' N	15° 17' E	184	1960–69	318	362
Capo Sandalo	39° 09' N	08° 14' E	100	1981–86	320	362
Capracotta	41° 50' N	14° 15' E	1370	1984–88	—	362
Cingoli	43° 23' N	13° 12' E	815	1984–88	—	362
Cirras	39° 49' N	08° 34' E	5	1980–85	322	363
Fiume Santo	40° 51' N	08° 18' E	50	1981–85	324	363
Frosolone	41° 36' N	14° 27' E	1360	1984–88	—	363
Gioia del Colle	40° 41' N	16° 56' E	350	1965–75	326	363
Grosseto	42° 45' N	11° 04' E	7	1965–75	328	364
Le Porte	42° 21' N	10° 55' E	380	1983–87	330	364
Lecce Galatina	40° 14' N	18° 09' E	48	1965–75	332	364
Macerata	43° 18' N	13° 27' E	350	1984–88	—	364
Mazara	37° 40' N	12° 35' E	40	1983–87	—	365
Milano	45° 26' N	09° 17' E	103	1966–75	334	365
Monte Arci	39° 45' N	08° 48' E	780	1980–85	336	365
Nago	45° 50' N	10° 54' E	170	1984–87	—	365
Olbia	40° 56' N	09° 30' E	2	1959–68	338	366
Pisa	43° 41' N	10° 23' E	2	1965–75	340	366
Ponza	40° 55' N	12° 57' E	184	1965–74	342	366
Salcito	41° 47' N	14° 33' E	890	1985–88	—	366
San Gavino	40° 32' N	08° 47' E	20	1979–85	344	367
San Gilla	39° 13' N	09° 06' E	1	1980–85	346	367

Santa Anna	39° 50' N	08° 41' E	40	1980–85	348	367
Santa Caterina	39° 06' N	08° 29' E	1	1981–86	350	367
Scopeto	42° 23' N	10° 54' E	180	1983–86	352	368
Trapani	37° 55' N	12° 30' E	7	1970–75	354	368
Unia	40° 50' N	08° 20' E	40	1979–85	356	369
Uras	39° 42' N	08° 42' E	30	1979–81	358	369
Luxemburg						
Findel	49° 37' N	06° 12' E	376	1970–79	370	372
Niederlande						
Eelde	53° 08' N	06° 35' E	5	1970–76	374	386
Eindhoven	51° 27' N	05° 25' E	20	1970–76	376	386
Leeuwarden	53° 13' N	05° 46' E	0	1970–76	378	386
Schiphol	52° 18' N	04° 46' E	–4	1970–76	380	387
Terschelling	53° 21' N	05° 11' E	1	1970–76	382	387
Texel Lichtschip	53° 01' N	04° 22' E	0	1970–76	384	387
Portugal						
Beja	38° 01' N	07° 52' W	246	1971–80	388	418
Bragança	41° 48' N	06° 44' W	691	1971–80	390	418
Cabo Carvoeiro	39° 21' N	09° 24' W	32	1971–80	392	418
Coimbra	40° 12' N	08° 25' W	141	1971–80	394	418
Faro	37° 01' N	07° 58' W	8	1971–80	396	419
Ferrel	39° 23' N	09° 17' W	20	1977–78	398	419
Flores	39° 27' N	31° 08' W	28	1971–80	400	419
Funchal	32° 41' N	16° 46' W	49	1971–80	402	419
Lissabon	38° 47' N	09° 08' W	103	1971–80	404	420
Porto	41° 14' N	08° 41' W	70	1971–80	406	420
Porto Santo	33° 04' N	16° 21' W	78	1971–80	408	420
Sagres	36° 59' N	08° 57' W	40	1971–80	410	420
Santa Maria	36° 58' N	25° 10' W	100	1971–80	412	421
Sines	37° 57' N	08° 53' W	15	1973–80	414	421
Viana do Castelo	41° 42' N	08° 48' W	16	1971–80	416	421
Spanien						
Albacete	38° 56' N	01° 51' W	700	1972–82	422	474
Alicante	38° 17' N	00° 32' E	30	1972–82	424	474
Almería	36° 51' N	02° 23' W	20	1972–82	426	474
Avilés	43° 33' N	06° 02' W	100	1972–82	428	474
Badajoz	38° 53' N	06° 50' W	185	1972–82	430	475
Barcelona	41° 18' N	02° 05' E	5	1972–85	432	475
El Hierro	27° 49' N	17° 53' W	31	1973–82	434	475
Fuerteventura	28° 27' N	13° 51' W	17	1972–82	436	475
Gerona	41° 54' N	02° 46' E	128	1972–82	438	476
Granada	37° 11' N	03° 47' W	569	1972–82	440	476
La Coruña	43° 08' N	08° 23' W	97	1972–82	442	476
Lanzarote	28° 56' N	13° 37' W	20	1972–82	444	476

Las Palmas	27° 56' N	15° 23' W	24	1973–82	446	477
Madrid	40° 25' N	03° 41' W	581	1972–85	448	477
Málaga	36° 43' N	04° 25' W	7	1972–82	450	477
Menorca	39° 53' N	04° 15' E	82	1972–82	452	477
Murcia	37° 58' N	01° 14' W	75	1972–82	454	478
Palma de Mallorca	39° 33' N	02° 44' E	4	1972–82	456	478
Pamplona	42° 46' N	01° 39' W	454	1973–82	458	478
Salamanca	40° 57' N	05° 30' W	790	1972–82	460	478
Santiago de Compostela	42° 56' N	08° 26' W	364	1972–82	462	479
Sevilla	37° 25' N	05° 54' W	27	1972–82	464	479
Teneriffa (Los Rodeos)	28° 28' N	16° 19' W	605	1972–82	466	479
Teneriffa (Reina Sofía)	28° 02' N	16° 34' W	72	1978–82	468	480
Valencia	39° 07' N	00° 28' E	62	1972–82	470	480
Zaragoza	41° 40' N	01° 01' W	247	1972–85	472	480
Großbritannien						
Bala	52° 54' N	03° 35' W	163	1975–82	482	526
Benbecula	57° 28' N	07° 22' W	6	1970–81	484	526
Birmingham	52° 27' N	01° 44' W	94	1970–81	486	526
Blackpool	53° 46' N	03° 02' W	10	1972–82	488	526
Bournemouth	50° 47' N	01° 50' W	10	1970–81	490	527
Burrington	50° 56' N	03° 59' W	201	1977–82	492	527
Cairngorm	57° 13' N	03° 39' W	1065	1970–80	494	527
Castle Archdale	54° 28' N	07° 42' W	66	1971–81	496	527
Coltishall	52° 45' N	01° 21' E	19	1971–80	498	528
Duirinish	57° 32' N	05° 41' W	18	1970–80	500	528
Dustaffnage	56° 28' N	05° 26' W	3	1971–80	502	528
Eskdalemuir	55° 19' N	03° 12' W	249	1970–80	504	528
Exeter	50° 44' N	03° 25' W	31	1970–81	506	529
Fort Augustus	57° 08' N	04° 43' W	42	1970–81	508	529
London	51° 28' N	00° 28' E	24	1973–82	510	529
Lowther Hill	55° 23' N	03° 45' E	727	1974–82	512	529
Manchester	53° 21' N	02° 16' W	70	1971–80	514	530
Snaefell	54° 18' N	04° 28' W	615	1974–82	516	530
Valley	53° 15' N	04° 32' W	10	1971–80	518	530
Waddington	53° 10' N	00° 32' E	70	1971–80	520	531
Wick	58° 30' N	03° 06' E	35	1971–80	522	531
Yeovilton	51° 00' N	02° 38' W	17	1971–80	524	531

Tabelle 7.2. Im Windatlas zugrunde gelegte Radiosonden-Stationen. Alphabetische Auflistung der Länder der Europäischen Gemeinschaften mit ihren entsprechenden Stationen. Die Höhen sind in Millibar [mb] oder Metern über Meereshöhe [m] angegeben. Daten von Risø, Dänemark, wurden von Oberflächendruck-Beobachtungen abgeleitet. ►

	Breitengr.	Längengr.	Höhe	Periode	Tabelle Seite
Belgien					
Ukkel	50° 48' N	04° 21' E	850 mb	1968–80	533
Dänemark					
Risø	55° 42' N	12° 05' E	Oberfl.	1965–77	534
Frankreich					
Ajaccio	41° 55' N	08° 48' E	1500 m	1961–74	535
Bordeaux	44° 50' N	00° 42' W	1500 m	1961–74	536
Brest	48° 27' N	04° 25' W	1500 m	1961–74	537
Lyon	45° 44' N	04° 57' E	1500 m	1961–74	538
Nancy	48° 41' N	06° 13' E	1500 m	1961–74	539
Nantes	47° 10' N	01° 37' W	1500 m	1962–75	540
Nîmes	43° 52' N	04° 24' E	1500 m	1961–74	541
Toulouse	43° 38' N	01° 22' E	1500 m	1962–75	542
Trappes	48° 46' N	02° 01' E	1500 m	1961–74	543
Bundesrepublik Deutschland					
Emden	53° 21' N	07° 13' E	850 mb	1961–70	141
Essen	51° 24' N	06° 58' E	850 mb	1965–71	142
Hannover	52° 28' N	09° 42' E	850 mb	1961–70	143
München	48° 08' N	11° 43' E	850 mb	1961–70	144
Schleswig	54° 32' N	09° 33' E	850 mb	1961–70	145
Stuttgart	48° 50' N	08° 12' E	850 mb	1961–70	146
Griechenland					
Athen	37° 54' N	23° 44' E	850 mb	1974–84	550
Heraklion	35° 20' N	25° 11' E	700 mb	1974–84	551
Irland					
Valentia	51° 56' N	10° 15' W	850 mb	1970–79	552
Italien					
Brindisi	40° 39' N	17° 57' E	850 mb	1967–73	553
Cagliari	39° 15' N	09° 03' E	850 mb	1967–73	554
Rom	41° 48' N	12° 14' E	850 mb	1967–73	555
Udine	46° 02' N	13° 11' E	850 mb	1967–73	556
Großbritannien					
Aughton	53° 33' N	02° 55' W	850 mb	1961–70	557
Camborne	50° 13' N	05° 19' W	850 mb	1961–70	558
Crawley	51° 05' N	00° 13' W	850 mb	1961–70	559
Hemsby	52° 41' N	01° 41' E	850 mb	1961–70	560
Lerwick	60° 01' N	01° 11' W	850 mb	1961–70	561
Stornoway	58° 13' N	06° 20' W	850 mb	1961–70	562

Berlin

52° 28' 07'' N 13° 24' 14'' E

UTM 33 E 391572 m N 5814480 m

48 m ü.M.

Standort ist der Flughafen von Berlin, 2,5 km südlich des Stadtzentrums. Das Anemometer befindet sich zwischen den Start- und Landebahnen. Es existieren keine Hindernisse im Umkreis von 450 m.

Sekt	z ₀₁	x ₁	z ₀₂	x ₂	z ₀₃	x ₃	z ₀₄	x ₄	z ₀₅	x ₅	z ₀₆	Proz	Grad
0	0.01	600	0.30										
30	0.01	600	0.30										
60	0.01	440	0.30										
90	0.01	400	0.30										
120	0.01	500	0.30										
150	0.01	500	0.30										
180	0.01	800	0.30										
210	0.01	1000	0.30										
240	0.01	1200	0.30										
270	0.01	2000	0.30										
300	0.01	2000	0.30										
330	0.01	1200	0.30										

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G.

Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	5.2	92	130	184	218	179	94	57	27	10	8	0	0	0	0	4.1	2.11
30	5.6	70	115	208	224	178	110	65	24	6	1	0	0	0	0	4.1	2.29
60	5.9	88	113	175	209	180	127	61	33	12	3	1	0	0	0	4.2	2.22
90	9.9	58	120	195	208	182	110	64	39	16	6	1	0	0	0	4.3	2.12
120	8.0	76	117	222	215	160	113	55	29	11	1	0	0	0	0	4.0	2.14
150	6.7	108	167	258	222	141	59	28	12	4	1	0	0	0	0	3.4	2.03
180	7.1	106	202	276	208	111	62	21	9	2	2	0	0	0	0	3.2	1.91
210	8.2	64	85	149	171	161	160	105	61	24	16	3	0	0	0	4.9	2.30
240	10.8	43	77	134	175	155	143	117	75	39	32	7	2	0	0	5.3	2.16
270	15.1	38	54	117	149	152	139	127	91	57	56	16	4	0	0	5.9	2.18
300	10.4	51	49	87	128	157	151	134	93	62	69	14	4	1	0	6.1	2.29
330	7.0	65	89	153	198	197	126	74	50	25	14	7	1	1	0	4.7	2.04
Total	100.0	66	102	170	186	161	121	84	52	27	23	6	1	0	0	4.7	1.91

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	4.2	3.6	4.1	3.6	3.1	3.0	3.3	2.9	3.0	3.4	4.6	4.8	3.6
3	4.1	3.6	3.9	3.5	2.9	2.6	3.1	2.6	3.0	3.3	4.6	4.8	3.5
6	4.0	3.7	4.2	3.7	3.4	3.2	3.5	3.1	3.0	3.4	4.6	4.8	3.7
9	4.2	3.9	5.0	4.6	4.3	4.2	4.6	3.9	4.1	4.1	5.0	4.9	4.4
12	4.5	4.4	5.6	5.3	4.7	4.8	5.1	4.5	4.7	4.7	5.6	5.3	4.9
15	4.5	4.4	5.5	5.2	4.8	4.8	5.1	4.7	4.5	4.4	5.1	5.1	4.8
18	4.3	4.0	4.7	4.5	4.4	4.2	4.5	3.8	3.5	3.7	4.8	5.0	4.3
21	4.3	3.8	4.3	4.0	3.6	3.2	3.4	3.2	3.1	3.6	4.7	4.9	3.9
Täg	4.3	3.9	4.7	4.3	3.9	3.7	4.1	3.6	3.6	3.8	4.9	5.0	4.1

Rauhigkeitsklasse 0

<i>z</i>	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	6.6	6.3	6.6	6.9	6.6	5.8	5.1	6.4	7.8	8.3	8.6	7.8	7.1
	2.43	2.60	2.62	2.54	2.50	2.42	2.31	2.29	2.59	2.57	2.62	2.45	2.33
25	7.3	6.9	7.2	7.6	7.2	6.4	5.6	7.0	8.5	9.1	9.4	8.6	7.8
	2.51	2.69	2.70	2.62	2.58	2.50	2.38	2.36	2.67	2.65	2.71	2.53	2.40
50	7.8	7.4	7.7	8.1	7.7	6.8	6.0	7.5	9.1	9.8	10.1	9.2	8.4
	2.58	2.76	2.77	2.69	2.65	2.56	2.44	2.42	2.74	2.72	2.78	2.60	2.45
100	8.4	8.0	8.4	8.8	8.4	7.4	6.5	8.2	9.9	10.6	10.9	10.0	9.1
	2.49	2.67	2.68	2.60	2.56	2.48	2.37	2.35	2.66	2.63	2.69	2.51	2.38
200	9.4	8.9	9.3	9.8	9.3	8.2	7.2	9.0	10.9	11.7	12.1	11.1	10.1
	2.36	2.53	2.54	2.47	2.43	2.35	2.24	2.22	2.52	2.49	2.55	2.38	2.27
Freq	5.9	5.4	5.8	8.2	8.8	7.2	6.9	7.9	9.8	13.4	12.4	8.3	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

<i>z</i>	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.5	4.4	4.7	4.8	4.5	3.9	3.5	4.9	5.5	5.9	6.1	5.2	5.0
	2.04	2.20	2.18	2.12	2.08	2.01	1.90	2.10	2.14	2.16	2.24	2.00	1.99
25	5.4	5.3	5.6	5.8	5.4	4.7	4.2	5.9	6.6	7.0	7.3	6.2	6.0
	2.20	2.37	2.35	2.28	2.25	2.18	2.05	2.28	2.31	2.33	2.42	2.16	2.13
50	6.2	6.1	6.5	6.7	6.2	5.4	4.9	6.8	7.6	8.1	8.4	7.1	6.9
	2.47	2.67	2.64	2.57	2.53	2.45	2.30	2.56	2.60	2.62	2.72	2.43	2.37
100	7.4	7.2	7.7	7.9	7.4	6.4	5.8	8.1	9.0	9.6	9.9	8.4	8.2
	2.63	2.84	2.81	2.74	2.69	2.61	2.45	2.72	2.77	2.79	2.90	2.58	2.50
200	9.2	9.0	9.6	9.9	9.2	8.0	7.2	10.0	11.2	12.0	12.4	10.5	10.2
	2.52	2.71	2.69	2.61	2.57	2.49	2.34	2.60	2.64	2.66	2.77	2.47	2.40
Freq	5.5	5.5	5.8	9.2	8.3	6.9	7.1	8.1	10.4	14.5	11.2	7.5	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

<i>z</i>	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.9	3.9	4.1	4.2	3.9	3.4	3.1	4.4	4.8	5.2	5.3	4.4	4.4
	2.07	2.24	2.20	2.11	2.12	2.00	1.92	2.20	2.14	2.18	2.26	1.99	2.00
25	4.8	4.8	5.1	5.2	4.8	4.2	3.8	5.5	5.9	6.4	6.6	5.4	5.4
	2.22	2.39	2.35	2.26	2.26	2.14	2.05	2.35	2.29	2.33	2.42	2.13	2.13
50	5.7	5.6	6.0	6.1	5.7	4.9	4.4	6.4	6.9	7.4	7.7	6.3	6.3
	2.45	2.65	2.60	2.50	2.51	2.37	2.27	2.60	2.54	2.58	2.68	2.36	2.33
100	6.7	6.7	7.1	7.3	6.7	5.8	5.3	7.6	8.2	8.8	9.2	7.5	7.5
	2.70	2.91	2.86	2.74	2.76	2.60	2.49	2.86	2.79	2.83	2.95	2.59	2.53
200	8.3	8.2	8.8	9.0	8.3	7.1	6.5	9.4	10.2	10.9	11.3	9.3	9.3
	2.58	2.79	2.74	2.63	2.63	2.49	2.39	2.74	2.67	2.71	2.82	2.48	2.44
Freq	5.3	5.6	5.9	9.6	8.2	6.8	7.1	8.2	10.6	14.9	10.7	7.2	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

<i>z</i>	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.0	3.1	3.3	3.3	3.0	2.6	2.5	3.6	3.8	4.1	4.2	3.4	3.4
	2.07	2.22	2.15	2.08	2.09	2.03	1.88	2.25	2.15	2.19	2.26	1.99	2.00
25	4.0	4.0	4.3	4.3	4.0	3.4	3.3	4.7	5.0	5.4	5.5	4.4	4.5
	2.19	2.35	2.28	2.20	2.22	2.16	2.00	2.38	2.28	2.32	2.39	2.12	2.11
50	4.8	4.8	5.2	5.3	4.8	4.2	3.9	5.7	6.0	6.5	6.7	5.4	5.5
	2.38	2.56	2.48	2.39	2.41	2.35	2.17	2.59	2.48	2.52	2.60	2.30	2.27
100	5.8	5.8	6.2	6.3	5.8	5.0	4.7	6.8	7.3	7.8	8.0	6.4	6.6
	2.71	2.92	2.83	2.72	2.75	2.67	2.47	2.95	2.83	2.87	2.96	2.62	2.54
200	7.1	7.1	7.6	7.7	7.1	6.1	5.8	8.3	8.9	9.5	9.8	7.9	8.0
	2.62	2.81	2.72	2.63	2.65	2.57	2.38	2.85	2.72	2.77	2.86	2.52	2.46
Freq	5.2	5.6	6.1	9.8	7.9	6.8	7.2	8.4	11.1	14.8	10.2	6.9	100.0

<i>z</i>	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	6.3	257	4.4	101	3.9	67	3.0	32
25	6.9	331	5.3	163	4.8	119	4.0	71
50	7.4	403	6.1	231	5.6	178	4.8	117
100	8.1	525	7.3	371	6.7	284	5.8	189
200	8.9	737	9.0	737	8.2	549	7.1	353

Braunschweig

52° 18' 00" N 10° 27' 00" E UTM 32 E 598878 m N 5795517 m 81 m ü.M.

Standort im südlichen Teil der norddeutschen Tiefebene ungefähr 6 km nordwestlich der Stadt Braunschweig. Das Gelände bietet ein geschlossenes Erscheinungsbild mit Wäldern und Dörfern. Das Anemometer befindet sich auf einer offenen Wiese. Im Süden wird die Wiese durch einen Wald begrenzt. Die Station gehört zu einem landwirtschaftlichen Forschungsinstitut.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.01	1000	0.20										
30	0.01	1400	0.20										
60	0.01	1000	0.20										
90	0.01	1000	0.20										
120	0.01	600	0.10	2000	0.30								
150	0.01	400	0.30										
180	0.01	300	0.30									-3	
210	0.01	500	0.30									-3	
240	0.01	400	0.30										
270	0.01	300	0.30	1000	0.15							-3	
300	0.01	1000	0.30	2000	0.10							-9	
330	0.01	1000	0.30	1750	0.20							-2	

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G. Periode: 73010103–81123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	2.7	195	233	236	145	100	38	28	15	6	2	1	0	0	0	2.9	1.53
30	3.8	118	155	228	197	130	97	40	23	9	4	0	0	0	0	3.7	1.88
60	6.1	81	150	191	222	133	111	58	28	12	9	4	1	0	0	4.0	1.83
90	8.5	73	150	225	198	141	110	59	30	10	3	0	0	0	0	3.9	1.99
120	7.1	69	141	197	182	154	99	78	45	21	14	1	0	0	0	4.3	1.90
150	6.5	75	169	349	258	101	29	15	2	2	0	0	0	0	0	3.2	2.33
180	5.3	122	231	324	166	68	39	30	13	5	2	0	0	0	0	3.0	1.64
210	13.1	43	113	223	221	167	108	67	31	16	11	0	0	0	0	4.2	2.02
240	19.0	28	76	158	193	169	140	108	64	33	23	7	1	0	0	5.1	2.13
270	15.3	38	90	151	172	161	130	107	70	38	34	6	1	1	1	5.2	2.00
300	8.6	60	92	169	186	168	134	81	54	26	22	7	1	0	0	4.8	1.99
330	3.9	120	158	235	223	131	71	31	20	5	4	2	0	0	0	3.6	1.89
Total	100.0	64	125	206	197	147	107	73	42	21	15	3	0	0	0	4.3	1.83

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	4.0	3.6	3.9	3.4	2.8	2.5	2.6	2.4	3.0	3.3	4.4	4.6	3.4
3	4.0	3.5	3.8	3.2	2.6	2.4	2.6	2.2	3.0	3.2	4.4	4.4	3.3
6	4.2	3.6	3.9	3.2	3.0	2.8	2.9	2.4	2.9	3.3	4.3	4.5	3.4
9	4.2	3.9	4.7	4.4	4.0	3.7	4.2	3.6	3.9	4.0	4.6	4.6	4.2
12	4.6	4.5	5.2	5.2	4.5	4.3	4.5	4.1	4.5	4.6	5.2	5.0	4.7
15	4.4	4.2	5.2	5.1	4.6	4.1	4.5	4.1	4.3	4.1	4.6	4.7	4.5
18	4.1	3.6	4.0	4.1	3.9	3.6	3.6	3.2	2.9	3.3	4.4	4.6	3.8
21	4.1	3.6	3.9	3.4	2.8	2.6	2.5	2.4	3.0	3.5	4.4	4.6	3.4
Tag	4.2	3.8	4.3	4.0	3.6	3.3	3.4	3.1	3.5	3.7	4.5	4.6	3.8

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.8	5.0	5.8	5.8	6.2	5.6	5.2	6.5	7.8	8.4	8.0	6.6	6.9
	1.98	2.03	2.16	2.30	2.22	2.27	2.19	2.25	2.41	2.40	2.33	2.15	2.10
25	5.3	5.4	6.4	6.4	6.7	6.1	5.6	7.1	8.5	9.2	8.8	7.2	7.5
	2.04	2.10	2.23	2.37	2.29	2.34	2.26	2.32	2.49	2.47	2.41	2.22	2.16
50	5.7	5.8	6.8	6.9	7.2	6.6	6.1	7.7	9.2	9.9	9.4	7.7	8.1
	2.10	2.15	2.29	2.43	2.35	2.40	2.32	2.38	2.56	2.54	2.47	2.28	2.21
100	6.1	6.3	7.4	7.5	7.8	7.1	6.6	8.3	9.9	10.7	10.2	8.4	8.8
	2.03	2.08	2.21	2.35	2.28	2.33	2.25	2.30	2.47	2.46	2.39	2.20	2.15
200	6.8	7.0	8.2	8.3	8.7	7.9	7.3	9.2	11.0	11.8	11.3	9.2	9.7
	1.92	1.97	2.10	2.23	2.16	2.20	2.13	2.18	2.34	2.33	2.27	2.09	2.05
Freq	3.2	3.4	5.2	7.5	7.7	6.7	5.8	10.1	16.8	16.8	11.3	5.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.1	3.6	4.1	4.1	4.4	3.7	3.6	4.7	5.6	5.9	5.4	4.1	4.8
	1.56	1.82	1.80	1.94	1.85	2.09	1.73	1.98	2.07	2.01	1.96	1.76	1.81
25	3.8	4.4	4.9	4.9	5.3	4.5	4.3	5.7	6.7	7.1	6.5	4.9	5.7
	1.69	1.97	1.94	2.10	2.00	2.26	1.86	2.14	2.24	2.15	2.12	1.90	1.94
50	4.4	5.1	5.7	5.6	6.2	5.2	5.0	6.6	7.8	8.2	7.5	5.7	6.7
	1.89	2.21	2.19	2.36	2.25	2.54	2.09	2.41	2.52	2.41	2.38	2.14	2.15
100	5.2	6.0	6.8	6.7	7.3	6.1	6.0	7.8	9.2	9.7	8.9	6.8	7.9
	2.01	2.35	2.33	2.51	2.40	2.70	2.23	2.56	2.68	2.57	2.54	2.28	2.27
200	6.5	7.4	8.5	8.3	9.1	7.6	7.4	9.7	11.5	11.9	11.1	8.4	9.8
	1.92	2.24	2.22	2.40	2.29	2.58	2.13	2.45	2.56	2.45	2.42	2.18	2.18
Freq	2.9	3.7	5.8	8.2	7.3	6.5	5.4	12.0	18.2	15.8	9.6	4.6	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.7	3.2	3.7	3.6	4.0	3.2	3.1	4.2	5.0	5.2	4.7	3.4	4.2
	1.56	1.85	1.84	1.97	1.88	2.22	1.62	2.01	2.11	2.00	1.96	1.79	1.82
25	3.3	4.0	4.5	4.4	4.9	3.9	3.8	5.1	6.1	6.4	5.8	4.2	5.2
	1.67	1.98	1.97	2.11	2.01	2.37	1.73	2.15	2.26	2.13	2.10	1.92	1.93
50	4.0	4.7	5.3	5.2	5.7	4.6	4.5	6.0	7.2	7.5	6.8	4.9	6.1
	1.85	2.19	2.18	2.33	2.23	2.63	1.92	2.38	2.50	2.34	2.33	2.13	2.11
100	4.7	5.6	6.3	6.1	6.8	5.4	5.4	7.2	8.5	8.9	8.0	5.9	7.2
	2.03	2.41	2.40	2.56	2.45	2.88	2.11	2.62	2.74	2.57	2.56	2.33	2.29
200	5.8	6.9	7.8	7.6	8.4	6.7	6.7	8.8	10.5	10.9	9.9	7.3	8.9
	1.94	2.31	2.29	2.45	2.35	2.76	2.01	2.50	2.63	2.46	2.45	2.24	2.21
Freq	2.8	3.8	6.0	8.4	7.2	6.5	5.3	12.7	18.7	15.5	9.0	4.2	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.1	2.6	2.9	2.8	3.1	2.5	2.6	3.3	4.0	4.1	3.6	2.6	3.3
	1.53	1.88	1.86	1.99	1.87	2.30	1.73	1.98	2.12	2.00	1.96	1.86	1.83
25	2.8	3.5	3.8	3.7	4.1	3.3	3.5	4.4	5.2	5.4	4.7	3.4	4.4
	1.62	1.99	1.98	2.11	1.98	2.44	1.83	2.10	2.25	2.11	2.08	1.97	1.93
50	3.4	4.2	4.6	4.5	4.9	4.0	4.2	5.3	6.3	6.5	5.7	4.1	5.3
	1.76	2.17	2.15	2.30	2.15	2.65	1.99	2.28	2.44	2.28	2.26	2.14	2.07
100	4.1	5.0	5.5	5.4	5.9	4.8	5.1	6.4	7.5	7.8	6.9	4.9	6.3
	2.00	2.47	2.44	2.62	2.45	3.02	2.26	2.60	2.78	2.59	2.57	2.44	2.31
200	5.0	6.1	6.8	6.6	7.2	5.8	6.2	7.8	9.2	9.4	8.4	6.1	7.7
	1.93	2.38	2.35	2.52	2.37	2.91	2.18	2.50	2.68	2.50	2.48	2.35	2.25
Freq	2.8	4.0	6.3	8.4	7.0	6.4	5.9	13.5	18.7	14.9	8.3	3.8	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	6.1	250	4.3	100	3.7	66	2.9	32
25	6.7	320	5.1	159	4.6	117	3.9	70
50	7.2	390	5.9	224	5.4	173	4.7	114
100	7.7	508	7.0	357	6.4	272	5.6	182
200	8.6	717	8.7	706	7.9	524	6.9	339

Bremen

53° 03' 00'' N 08° 47' 00'' E UTM 32 E 485475 m N 5877978 m 3 m ü.M.

Standort im nördlichen Teil der Bundesrepublik, 3,5 km südlich der Stadt Bremen. Das Gelände ist flach, mit vielen bebauten Bereichen. Das Anemometer befindet sich auf einer ebenen Wiese südlich der Start- und Landebahn; es existieren keine Hindernisse im Umkreis von 500 Metern.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.01	600	0.40									-11	
30	0.01	1200	0.30									-6	
60	0.01	1200	0.30										
90	0.01	1200	0.30										
120	0.01	1200	0.30										
150	0.01	1200	0.30										
180	0.01	1000	0.10										
210	0.01	1000	0.10										
240	0.01	1200	0.10										
270	0.01	1500	0.10	3500	0.30								
300	0.01	1500	0.15	4000	0.20								
330	0.01	800	0.10	2000	0.30	4000	0.10					-8	

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G.

Periode: 70010103–79123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	4.4	60	110	156	195	209	143	76	26	13	11	0	1	0	0	4.5	2.38
30	4.9	80	121	214	215	190	103	49	19	6	2	0	0	0	0	4.0	2.28
60	6.6	76	151	197	181	173	97	66	31	19	7	4	0	0	0	4.2	1.93
90	8.4	61	124	169	176	179	137	74	41	22	14	3	0	0	0	4.6	2.12
120	9.7	58	138	178	175	180	129	76	37	21	7	0	0	0	0	4.4	2.20
150	7.2	77	183	230	173	139	98	56	27	10	6	1	0	0	0	3.8	1.82
180	5.5	106	184	203	157	125	96	61	35	19	12	2	0	0	0	3.9	1.67
210	9.0	59	125	154	165	139	132	89	56	42	32	6	1	0	0	4.9	1.91
240	15.0	48	93	120	133	138	138	107	79	64	58	16	5	1	0	5.7	2.04
270	12.7	47	81	105	117	133	143	115	83	70	72	24	6	3	0	6.1	2.07
300	9.9	66	114	155	127	121	121	99	60	54	53	20	7	2	0	5.4	1.77
330	6.7	62	116	164	144	165	132	84	63	34	28	7	1	0	1	4.9	1.95
Total	100.0	63	122	161	156	152	126	85	53	38	32	9	2	1	0	4.9	1.85

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	4.4	4.0	4.2	3.7	3.3	2.9	2.9	2.7	2.9	3.3	4.8	5.0	3.7
3	4.5	4.1	4.2	3.7	3.1	2.7	2.7	2.5	3.0	3.3	4.8	4.9	3.6
6	4.5	4.0	4.3	3.9	3.4	3.1	3.3	2.6	3.1	3.6	4.8	5.1	3.8
9	4.7	4.4	5.1	5.0	4.4	4.1	4.6	3.9	4.3	4.2	5.2	5.2	4.6
12	5.1	5.0	5.9	5.6	5.0	4.5	5.0	4.6	5.1	4.7	5.9	5.7	5.2
15	4.9	4.7	5.8	5.5	5.0	4.7	5.0	4.5	5.0	4.5	5.3	5.3	5.0
18	4.6	4.1	4.5	4.8	4.3	4.2	4.5	3.6	3.5	3.6	5.0	5.2	4.3
21	4.6	4.1	4.4	4.0	3.5	3.3	3.2	3.0	3.2	3.5	4.8	5.0	3.9
Täg	4.7	4.3	4.8	4.5	4.0	3.7	3.9	3.4	3.8	3.8	5.1	5.2	4.3

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	7.9	6.9	6.3	6.6	6.6	6.0	5.6	6.6	7.9	8.5	8.2	7.7	7.3
	2.52	2.62	2.38	2.41	2.56	2.32	2.04	2.18	2.37	2.40	2.22	2.19	2.21
25	8.6	7.6	6.8	7.2	7.2	6.6	6.1	7.3	8.6	9.3	9.0	8.5	7.9
	2.60	2.70	2.46	2.49	2.64	2.40	2.11	2.25	2.44	2.47	2.29	2.26	2.27
50	9.3	8.1	7.3	7.8	7.8	7.1	6.5	7.8	9.3	10.0	9.6	9.1	8.5
	2.67	2.77	2.53	2.55	2.71	2.46	2.16	2.31	2.51	2.53	2.35	2.31	2.32
100	10.0	8.8	8.0	8.4	8.4	7.7	7.1	8.5	10.1	10.8	10.4	9.9	9.2
	2.58	2.68	2.44	2.47	2.63	2.38	2.09	2.23	2.43	2.45	2.28	2.24	2.26
200	11.1	9.7	8.8	9.3	9.3	8.5	7.8	9.4	11.1	12.0	11.5	10.9	10.2
	2.45	2.54	2.31	2.34	2.49	2.26	1.98	2.12	2.30	2.33	2.17	2.12	2.15
Freq	5.3	4.7	5.9	7.7	9.2	8.1	6.2	7.7	12.8	13.6	10.9	7.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.6	4.6	4.3	4.7	4.6	4.1	3.9	4.8	5.6	6.1	5.5	5.4	5.1
	2.24	2.19	1.92	2.06	2.15	1.85	1.69	1.88	2.02	2.04	1.81	1.89	1.88
25	6.7	5.5	5.2	5.6	5.5	4.8	4.6	5.7	6.7	7.3	6.6	6.5	6.1
	2.41	2.37	2.08	2.22	2.32	1.99	1.82	2.04	2.18	2.18	1.94	2.05	2.01
50	7.7	6.3	6.0	6.5	6.4	5.6	5.4	6.6	7.8	8.4	7.7	7.5	7.0
	2.71	2.67	2.33	2.49	2.61	2.24	2.05	2.29	2.45	2.42	2.17	2.30	2.24
100	9.1	7.5	7.2	7.7	7.5	6.7	6.4	7.9	9.2	9.8	9.1	8.9	8.3
	2.89	2.84	2.49	2.66	2.78	2.39	2.18	2.44	2.61	2.59	2.32	2.45	2.38
200	11.4	9.3	8.9	9.6	9.4	8.3	7.9	9.8	11.5	12.1	11.2	11.1	10.3
	2.76	2.71	2.37	2.54	2.65	2.28	2.08	2.33	2.49	2.48	2.22	2.34	2.29
Freq	4.7	4.9	6.4	8.2	9.5	7.5	5.7	8.6	14.3	13.0	10.2	7.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.9	3.9	3.8	4.1	4.0	3.5	3.4	4.2	4.9	5.4	4.7	4.8	4.4
	2.28	2.22	1.90	2.07	2.15	1.81	1.66	1.91	2.02	2.04	1.77	1.93	1.87
25	6.0	4.8	4.7	5.1	4.9	4.3	4.2	5.2	6.1	6.6	5.9	5.9	5.5
	2.44	2.38	2.04	2.22	2.30	1.94	1.77	2.05	2.16	2.16	1.89	2.06	1.99
50	7.1	5.6	5.5	6.0	5.8	5.1	4.9	6.2	7.1	7.7	6.9	6.9	6.4
	2.70	2.64	2.26	2.45	2.55	2.14	1.96	2.27	2.39	2.37	2.08	2.28	2.19
100	8.4	6.7	6.5	7.1	6.9	6.0	5.8	7.3	8.5	9.1	8.2	8.2	7.6
	2.96	2.90	2.48	2.70	2.80	2.35	2.15	2.49	2.63	2.60	2.29	2.51	2.38
200	10.4	8.3	8.1	8.8	8.5	7.4	7.2	9.0	10.5	11.0	10.0	10.1	9.4
	2.84	2.77	2.37	2.58	2.68	2.25	2.06	2.38	2.51	2.49	2.19	2.40	2.30
Freq	4.4	4.9	6.6	8.3	9.6	7.3	5.6	8.9	14.8	12.8	10.0	6.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.8	3.0	3.0	3.3	3.1	2.7	2.8	3.4	3.9	4.2	3.7	3.8	3.5
	2.28	2.18	1.93	2.08	2.13	1.83	1.71	1.91	2.03	2.03	1.78	1.96	1.88
25	5.0	4.0	4.0	4.3	4.1	3.6	3.7	4.5	5.2	5.5	4.9	5.0	4.6
	2.42	2.31	2.04	2.21	2.26	1.94	1.81	2.02	2.15	2.13	1.88	2.08	1.99
50	6.0	4.8	4.8	5.2	5.0	4.4	4.4	5.4	6.2	6.6	5.9	6.0	5.5
	2.63	2.51	2.22	2.40	2.45	2.11	1.97	2.20	2.34	2.29	2.04	2.26	2.14
100	7.2	5.8	5.8	6.2	6.0	5.3	5.3	6.5	7.5	7.9	7.2	7.2	6.7
	2.99	2.87	2.53	2.74	2.79	2.40	2.24	2.50	2.66	2.60	2.32	2.57	2.41
200	8.8	7.1	7.1	7.6	7.3	6.4	6.5	8.0	9.2	9.6	8.7	8.8	8.1
	2.88	2.76	2.44	2.63	2.69	2.31	2.16	2.41	2.57	2.51	2.24	2.48	2.34
Freq	4.5	5.1	6.8	8.5	9.5	7.1	5.8	9.6	14.7	12.4	9.5	6.4	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	6.4	283	4.5	113	3.9	75	3.1	36
25	7.0	362	5.4	179	4.8	132	4.1	78
50	7.6	440	6.2	251	5.7	195	4.9	128
100	8.2	572	7.4	399	6.7	306	5.9	204
200	9.0	806	9.1	787	8.3	587	7.2	379

Düsseldorf

51° 17' 00'' N 06° 47' 00'' E

UTM 32 E 345407 m N 5683784 m

37 m ü.M.

Standort ist Düsseldorf-Lohausen im unteren Teil des Rheintales, 7 km nord-östlich des Zentrums von Düsseldorf. Das Gelände ist ziemlich flach, über einen Bereich von mehr als 10 km. Außerhalb des Flughafens ist das Gelände bestimmt durch Dörfer und Wälder. Im Süden begrenzen die Vorstädte von Düsseldorf das Flughafengelände.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.01	500	0.03										
30	0.01	800	0.30										
60	0.01	1100	0.30										
90	0.01	1000	0.30										
120	0.01	800	0.30									-1	
150	0.01	1500	0.30									-6	
180	0.01	1100	0.30									-2	
210	0.01	2500	0.30										
240	0.01	2500	0.30										
270	0.01	1500	0.15										
300	0.01	1000	0.30	3000	0.15								
330	0.01	2000	0.20										

Höhe des Anemometers: 10.2 m ü.G.

Periode: 70010103–79123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	7.3	148	229	236	165	122	52	28	14	5	0	1	0	0	0	3.1	1.70
30	8.3	116	160	212	185	140	90	52	31	9	3	0	0	0	0	3.7	1.88
60	5.8	152	160	198	181	127	82	47	29	14	9	1	0	0	0	3.7	1.70
90	3.7	194	260	310	131	58	31	11	4	1	1	0	0	0	0	2.6	1.77
120	5.0	125	219	221	175	130	69	39	12	6	3	1	0	0	0	3.3	1.73
150	16.5	24	62	124	184	184	157	117	74	41	29	4	0	0	0	5.3	2.34
180	8.4	51	80	161	202	179	126	95	52	30	21	3	0	0	0	4.8	2.10
210	12.8	45	69	127	154	161	137	116	80	51	46	10	3	0	0	5.5	2.12
240	13.3	53	95	134	142	146	141	106	75	40	49	15	4	0	1	5.5	1.97
270	8.2	75	113	160	169	145	120	90	53	30	30	8	3	2	1	4.8	1.76
300	6.3	104	112	204	201	165	89	67	30	19	8	2	0	1	0	4.1	1.87
330	4.3	154	184	202	171	111	75	56	29	11	7	1	0	0	0	3.5	1.63
Total	100.0	83	123	172	171	149	112	82	50	28	23	5	1	0	0	4.5	1.81

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	4.7	4.0	3.9	3.4	2.8	2.4	2.5	2.4	2.8	3.4	4.7	4.5	3.5
3	4.8	4.1	3.8	3.2	2.9	2.4	2.5	2.3	2.9	3.3	4.6	4.5	3.4
6	4.7	4.1	3.8	3.4	3.0	2.7	2.9	2.5	3.1	3.5	4.6	4.7	3.6
9	4.9	4.3	4.6	4.5	4.0	3.7	3.9	3.5	3.9	4.0	5.0	4.8	4.3
12	5.3	5.0	5.1	5.2	4.5	4.4	4.6	4.2	4.5	4.6	5.5	5.3	4.8
15	4.9	4.8	5.3	5.4	4.5	4.5	4.5	4.3	4.5	4.3	5.2	4.9	4.8
18	4.6	4.2	4.2	4.5	3.9	3.7	3.9	3.5	3.2	3.2	4.8	4.7	4.0
21	4.7	4.1	3.8	3.6	2.9	2.7	2.8	2.5	3.0	3.4	4.8	4.7	3.6
Tag	4.8	4.3	4.3	4.1	3.6	3.3	3.4	3.1	3.5	3.7	4.9	4.8	4.0

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.5	5.2	5.6	4.5	4.7	8.0	7.8	7.8	7.9	7.3	6.3	5.5	6.7
	1.98	2.06	2.08	1.83	1.90	2.61	2.61	2.49	2.39	2.18	2.10	2.06	2.09
25	5.0	5.7	6.1	5.0	5.1	8.7	8.5	8.5	8.6	8.0	7.0	6.0	7.4
	2.04	2.13	2.15	1.88	1.97	2.69	2.69	2.57	2.47	2.25	2.17	2.13	2.15
50	5.3	6.1	6.5	5.3	5.5	9.4	9.1	9.1	9.2	8.5	7.5	6.5	7.9
	2.10	2.19	2.21	1.93	2.02	2.76	2.77	2.64	2.53	2.31	2.23	2.18	2.19
100	5.8	6.6	7.1	5.8	5.9	10.1	9.9	9.9	10.0	9.3	8.1	7.0	8.6
	2.03	2.12	2.14	1.87	1.95	2.68	2.68	2.56	2.45	2.23	2.16	2.12	2.13
200	6.4	7.3	7.8	6.4	6.6	11.2	11.0	10.9	11.1	10.2	8.9	7.8	9.5
	1.92	2.01	2.03	1.77	1.85	2.53	2.54	2.42	2.32	2.12	2.05	2.00	2.04
Freq	6.1	7.9	6.8	4.5	4.5	12.3	11.4	11.2	13.1	10.1	7.0	5.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.1	3.9	3.8	2.9	3.5	5.8	5.2	5.5	5.4	4.9	4.3	3.6	4.7
	1.69	1.81	1.70	1.59	1.66	2.29	2.11	2.10	1.97	1.78	1.81	1.67	1.80
25	3.7	4.7	4.6	3.5	4.2	6.9	6.3	6.6	6.5	5.9	5.1	4.3	5.6
	1.82	1.95	1.83	1.71	1.79	2.47	2.28	2.27	2.13	1.92	1.95	1.79	1.92
50	4.3	5.4	5.4	4.0	4.8	8.0	7.2	7.6	7.5	6.8	6.0	5.1	6.5
	2.04	2.19	2.06	1.93	2.01	2.78	2.56	2.55	2.40	2.16	2.19	2.02	2.13
100	5.1	6.4	6.4	4.8	5.8	9.4	8.6	9.0	8.9	8.1	7.1	6.0	7.7
	2.17	2.33	2.19	2.05	2.14	2.96	2.73	2.72	2.55	2.30	2.33	2.15	2.24
200	6.3	8.0	7.9	6.0	7.2	11.7	10.7	11.2	11.1	10.0	8.8	7.5	9.6
	2.08	2.23	2.10	1.96	2.05	2.83	2.61	2.60	2.44	2.19	2.23	2.05	2.15
Freq	6.9	8.1	6.2	4.0	4.8	15.1	9.5	12.3	13.2	8.8	6.5	4.6	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.7	3.5	3.3	2.5	3.1	5.1	4.5	4.8	4.7	4.2	3.7	3.1	4.1
	1.73	1.83	1.68	1.69	1.71	2.31	2.08	2.12	1.95	1.77	1.85	1.64	1.81
25	3.3	4.3	4.2	3.0	3.9	6.3	5.5	5.9	5.8	5.2	4.6	3.8	5.1
	1.85	1.96	1.80	1.81	1.83	2.47	2.22	2.27	2.09	1.89	1.98	1.76	1.92
50	3.9	5.0	4.9	3.6	4.5	7.3	6.5	7.0	6.9	6.1	5.4	4.5	5.9
	2.04	2.16	1.99	2.00	2.03	2.74	2.46	2.51	2.31	2.09	2.19	1.94	2.09
100	4.7	6.0	5.8	4.3	5.4	8.7	7.7	8.3	8.2	7.3	6.4	5.4	7.1
	2.24	2.38	2.19	2.19	2.22	3.01	2.70	2.76	2.54	2.30	2.41	2.13	2.26
200	5.8	7.4	7.2	5.3	6.7	10.8	9.5	10.2	10.1	9.0	7.9	6.7	8.7
	2.15	2.28	2.09	2.10	2.13	2.88	2.59	2.64	2.43	2.20	2.31	2.05	2.18
Freq	7.2	8.2	5.9	3.8	4.9	16.1	8.7	12.7	13.3	8.4	6.3	4.4	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.1	2.8	2.6	1.9	2.8	4.0	3.5	3.8	3.7	3.3	2.9	2.3	3.2
	1.65	1.86	1.67	1.63	1.77	2.34	2.09	2.12	1.94	1.75	1.85	1.60	1.81
25	2.8	3.6	3.4	2.5	3.8	5.3	4.7	5.0	4.9	4.3	3.8	3.1	4.3
	1.75	1.98	1.77	1.73	1.88	2.48	2.22	2.24	2.05	1.85	1.96	1.70	1.90
50	3.4	4.4	4.2	3.1	4.6	6.3	5.6	6.0	5.9	5.2	4.6	3.8	5.1
	1.90	2.14	1.92	1.88	2.04	2.69	2.41	2.44	2.23	2.01	2.13	1.84	2.04
100	4.1	5.3	5.0	3.7	5.5	7.6	6.7	7.3	7.1	6.3	5.6	4.6	6.2
	2.17	2.44	2.19	2.14	2.32	3.07	2.74	2.78	2.55	2.30	2.42	2.10	2.28
200	5.1	6.5	6.1	4.6	6.7	9.3	8.2	8.9	8.7	7.7	6.8	5.6	7.6
	2.09	2.35	2.11	2.06	2.24	2.96	2.64	2.67	2.45	2.21	2.33	2.02	2.21
Freq	7.3	8.1	5.6	3.8	6.0	15.8	8.9	12.9	12.8	8.0	6.1	4.7	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	5.9	236	4.2	94	3.6	62	2.9	30
25	6.5	302	5.0	150	4.5	110	3.8	66
50	7.0	367	5.8	210	5.3	163	4.6	108
100	7.6	479	6.8	337	6.3	259	5.5	172
200	8.4	676	8.5	670	7.7	502	6.7	322

Frankfurt

50° 02' 00" N 08° 36' 00" E

UTM 32 E 471351 m N 5542525 m

111 m ü.M.

Standort ist der Flughafen Frankfurt, 8 km südwestlich des Stadtzentrums. Die Fläche um den Flughafen ist bewaldet. Das Anemometer befindet sich am östlichen Ende der Start- u. Landebahn mit einem Wald 200 m östlich.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.01	500	0.40	1000	0.40								
30	0.01	300	0.10										
60	0.01	150	0.40										
90	0.01	150	0.40										
120	0.01	150	0.40										
150	0.01	200	0.40										
180	0.01	500	0.40										
210	0.01	1400	0.40										
240	0.01	6000	0.40										
270	0.01	1400	0.40										
300	0.01	800	0.40										
330	0.01	600	0.40										

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G.

Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	4.2	178	170	206	146	133	78	49	26	9	6	0	0	0	0	3.4	1.62
30	15.4	99	160	208	171	141	101	65	29	16	8	0	0	0	0	3.9	1.85
60	13.6	159	299	271	124	70	37	22	10	6	3	0	0	0	0	2.7	1.49
90	6.5	292	292	210	107	59	21	13	6	0	0	0	0	0	0	2.2	1.41
120	3.6	372	280	180	106	31	23	7	0	0	0	0	0	0	0	1.9	1.38
150	2.3	455	305	170	50	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0	1.5	1.44
180	7.7	205	225	210	180	90	51	23	12	4	1	0	0	0	0	2.9	1.66
210	19.8	68	114	188	193	172	112	77	42	18	14	2	0	0	0	4.4	2.00
240	13.0	71	107	142	160	131	108	101	71	49	45	11	3	0	0	5.1	1.84
270	5.8	95	86	148	161	139	120	92	70	40	34	10	3	2	0	5.0	1.82
300	4.3	126	58	166	231	175	122	71	29	12	8	2	0	0	0	4.3	2.16
330	3.9	141	106	173	216	179	93	53	30	4	4	1	0	0	0	4.0	2.16
Total	100.0	142	174	196	162	123	82	57	32	17	13	3	1	0	0	3.7	1.60

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	3.1	2.9	3.0	2.9	2.4	2.3	2.2	2.0	2.2	2.4	3.3	3.5	2.7
3	3.1	2.8	3.0	2.8	2.6	2.3	2.2	1.9	2.1	2.3	3.2	3.5	2.7
6	3.1	2.7	3.0	3.0	2.8	2.8	2.6	2.1	2.2	2.5	3.3	3.5	2.8
9	3.3	3.2	4.1	4.2	3.7	3.8	3.6	3.3	3.3	3.1	3.7	3.7	3.6
12	3.9	3.9	4.6	4.8	4.3	4.3	4.2	3.9	4.0	3.6	4.3	4.3	4.2
15	3.6	3.9	4.7	4.9	4.5	4.3	4.5	4.1	4.1	3.4	4.1	4.1	4.2
18	3.2	2.9	3.6	4.0	3.8	3.7	3.8	3.4	2.9	2.5	3.4	3.5	3.4
21	3.2	2.9	3.3	3.1	3.0	2.7	2.7	2.4	2.5	2.5	3.4	3.5	2.9
Täg	3.3	3.1	3.6	3.7	3.4	3.3	3.2	2.9	2.9	2.8	3.6	3.7	3.3

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	6.0	6.6	5.9	5.0	4.1	3.3	4.5	6.3	6.8	7.1	7.0	6.5	6.0
	2.19	2.18	1.88	1.73	1.65	1.57	1.85	2.25	2.22	2.12	2.26	2.55	1.96
25	6.5	7.2	6.4	5.4	4.5	3.7	4.9	6.8	7.4	7.8	7.7	7.1	6.6
	2.26	2.24	1.94	1.78	1.71	1.62	1.91	2.32	2.30	2.18	2.33	2.63	2.02
50	7.0	7.7	6.9	5.9	4.9	4.0	5.3	7.3	7.9	8.4	8.3	7.6	7.1
	2.32	2.31	1.99	1.83	1.75	1.67	1.96	2.38	2.36	2.24	2.40	2.70	2.07
100	7.6	8.4	7.5	6.3	5.3	4.3	5.7	8.0	8.6	9.1	9.0	8.2	7.7
	2.25	2.23	1.93	1.77	1.70	1.61	1.90	2.30	2.28	2.17	2.32	2.62	2.01
200	8.4	9.2	8.3	7.0	5.8	4.7	6.3	8.8	9.5	10.0	9.9	9.1	8.5
	2.13	2.11	1.83	1.67	1.61	1.53	1.79	2.18	2.16	2.05	2.20	2.48	1.91
Freq	4.0	10.3	14.0	9.8	5.0	2.9	5.2	14.7	16.1	8.9	4.9	4.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.0	4.6	3.9	3.3	2.8	2.2	3.2	4.5	4.8	5.1	4.8	4.5	4.2
	1.73	1.82	1.51	1.44	1.39	1.34	1.60	1.93	1.84	1.78	1.99	2.10	1.67
25	4.8	5.5	4.7	3.9	3.4	2.6	3.9	5.4	5.8	6.1	5.7	5.3	5.0
	1.87	1.97	1.63	1.55	1.50	1.44	1.73	2.09	1.98	1.93	2.15	2.27	1.79
50	5.6	6.3	5.4	4.6	3.9	3.0	4.5	6.3	6.7	7.1	6.6	6.2	5.8
	2.10	2.21	1.83	1.74	1.68	1.62	1.94	2.35	2.23	2.17	2.42	2.55	1.99
100	6.7	7.5	6.5	5.5	4.7	3.6	5.4	7.4	7.9	8.4	7.8	7.3	6.9
	2.24	2.35	1.95	1.85	1.79	1.72	2.06	2.50	2.37	2.31	2.58	2.71	2.11
200	8.3	9.4	8.0	6.8	5.8	4.5	6.7	9.2	9.9	10.4	9.8	9.1	8.6
	2.13	2.25	1.86	1.77	1.71	1.64	1.98	2.38	2.27	2.20	2.46	2.59	2.02
Freq	4.1	13.2	13.6	8.0	4.3	2.6	6.7	17.7	14.4	7.0	4.5	4.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.4	4.0	3.3	2.8	2.4	1.8	2.9	4.0	4.2	4.5	4.2	3.9	3.7
	1.66	1.83	1.49	1.46	1.38	1.36	1.63	1.98	1.84	1.79	2.07	2.12	1.68
25	4.3	4.9	4.1	3.5	3.0	2.3	3.5	4.9	5.3	5.6	5.1	4.8	4.5
	1.77	1.96	1.59	1.56	1.48	1.46	1.74	2.12	1.98	1.92	2.22	2.28	1.79
50	5.0	5.8	4.8	4.1	3.5	2.7	4.2	5.8	6.2	6.6	6.0	5.6	5.3
	1.96	2.17	1.76	1.72	1.63	1.61	1.93	2.34	2.18	2.13	2.45	2.52	1.96
100	6.0	6.9	5.8	5.0	4.2	3.3	5.0	6.9	7.3	7.8	7.1	6.7	6.4
	2.15	2.38	1.93	1.89	1.79	1.76	2.12	2.57	2.40	2.34	2.70	2.77	2.13
200	7.4	8.5	7.1	6.1	5.2	4.0	6.2	8.5	9.1	9.6	8.8	8.2	7.8
	2.06	2.28	1.85	1.81	1.71	1.69	2.03	2.46	2.30	2.24	2.58	2.65	2.05
Freq	4.2	14.2	13.5	7.3	4.0	2.5	7.2	18.8	13.7	6.3	4.4	3.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.8	3.2	2.6	2.1	1.8	1.5	2.4	3.2	3.4	3.6	3.2	3.0	2.9
	1.69	1.84	1.49	1.41	1.38	1.40	1.66	1.99	1.83	1.81	2.10	2.07	1.69
25	3.6	4.2	3.4	2.8	2.4	2.0	3.1	4.2	4.4	4.7	4.2	4.0	3.8
	1.79	1.95	1.58	1.49	1.46	1.48	1.76	2.11	1.94	1.92	2.23	2.19	1.78
50	4.4	5.0	4.1	3.4	3.0	2.4	3.8	5.1	5.4	5.7	5.1	4.8	4.6
	1.94	2.12	1.71	1.62	1.58	1.60	1.91	2.29	2.11	2.08	2.42	2.38	1.92
100	5.3	6.1	5.0	4.1	3.6	2.9	4.6	6.1	6.5	6.9	6.1	5.7	5.6
	2.21	2.41	1.95	1.84	1.80	1.82	2.17	2.61	2.40	2.38	2.76	2.71	2.15
200	6.5	7.4	6.1	5.0	4.4	3.6	5.6	7.4	7.9	8.4	7.5	7.0	6.8
	2.13	2.32	1.88	1.77	1.73	1.76	2.10	2.51	2.31	2.29	2.66	2.62	2.08
Freq	4.6	15.1	13.5	6.4	3.6	2.5	8.3	19.6	12.5	5.7	4.3	3.9	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	5.3	180	3.7	74	3.3	49	2.6	24
25	5.8	230	4.5	117	4.0	86	3.4	51
50	6.3	279	5.2	162	4.7	126	4.1	83
100	6.8	365	6.1	258	5.6	197	4.9	131
200	7.5	519	7.6	516	7.0	383	6.0	247

Hamburg

53° 38' 00" N 09° 59' 00" E UTM 32 E 565024 m N 5943303 m 13 m ü.M.

Standort ist der Flughafen Hamburg-Fuhlsbüttel, der auf flachem Gelände innerhalb eines typischen Vorstadtbezirkes in der Norddeutschen Tiefebene liegt. Das Anemometer befindet sich zwischen den Start- u. Landebahnen.

Sekt	z ₀₁	x ₁	z ₀₂	x ₂	z ₀₃	x ₃	z ₀₄	x ₄	z ₀₅	x ₅	z ₀₆	Proz	Grad
0	0.01	1100	0.40										
30	0.01	1500	0.40										
60	0.01	900	0.40										
90	0.01	700	0.40										
120	0.01	1000	0.40										
150	0.01	800	0.40										
180	0.01	600	0.40										
210	0.01	700	0.40										
240	0.01	1250	0.15	2500	0.40								
270	0.01	1100	0.40										
300	0.01	1500	0.40										
330	0.01	750	0.15	3500	0.40								

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G. Periode: 70010103–79123121

Sekt	Freq	< 1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	2.8	215	212	170	137	107	83	34	29	6	6	1	0	0	0	3.2	1.49
30	5.4	112	176	193	158	141	116	51	28	20	6	1	0	0	0	3.9	1.82
60	7.5	73	114	154	173	167	136	89	42	31	19	2	0	0	0	4.7	2.09
90	8.0	69	130	187	176	181	122	83	30	13	7	1	0	0	0	4.3	2.17
120	8.2	57	110	184	162	179	137	84	49	24	13	1	0	0	0	4.6	2.21
150	8.8	57	109	235	212	168	119	53	26	15	6	1	0	0	0	4.1	2.08
180	3.7	104	131	208	177	151	109	75	28	12	6	0	0	0	0	4.0	1.98
210	10.5	45	61	125	142	158	176	134	69	50	33	6	1	0	0	5.6	2.48
240	15.1	35	68	111	132	152	163	119	94	60	49	14	2	0	0	5.9	2.33
270	13.3	49	86	143	141	156	140	95	70	46	53	15	4	1	2	5.5	1.87
300	10.9	67	123	140	137	142	123	104	64	48	39	12	0	2	0	5.2	1.91
330	5.7	158	207	198	155	120	84	38	16	11	11	2	1	0	0	3.4	1.53
Total	100.0	69	111	161	155	155	134	90	54	35	27	7	1	0	0	4.9	1.95

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	4.4	3.8	4.1	3.4	3.0	2.6	2.6	2.3	3.0	3.3	4.8	4.9	3.5
3	4.3	3.9	4.0	3.4	2.7	2.5	2.6	2.2	3.0	3.3	4.8	4.9	3.5
6	4.5	3.9	4.1	3.7	3.4	3.1	3.2	2.5	3.1	3.4	4.7	4.8	3.7
9	4.7	4.3	5.1	5.0	4.5	4.0	4.4	3.9	4.3	4.2	5.1	5.1	4.5
12	5.1	4.8	5.8	5.6	5.2	4.8	5.1	4.5	4.9	4.9	5.7	5.6	5.2
15	4.8	4.8	5.9	5.6	5.2	5.0	4.9	4.6	4.9	4.6	5.3	5.2	5.1
18	4.7	4.2	4.6	5.1	4.8	4.6	4.6	3.8	3.6	3.7	5.0	5.1	4.5
21	4.6	4.0	4.2	3.7	3.4	3.0	3.0	2.6	3.2	3.5	5.0	4.9	3.8
Tag	4.6	4.2	4.7	4.4	4.0	3.7	3.8	3.3	3.7	3.9	5.0	5.0	4.2

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.0	5.6	6.8	6.9	6.9	6.7	6.3	8.3	8.8	8.5	8.0	6.6	7.4
	1.76	2.05	2.32	2.51	2.56	2.49	2.38	2.74	2.81	2.38	2.24	1.99	2.26
25	5.4	6.1	7.4	7.6	7.6	7.3	6.9	9.1	9.6	9.3	8.8	7.2	8.1
	1.82	2.11	2.40	2.59	2.64	2.57	2.46	2.83	2.90	2.45	2.31	2.05	2.32
50	5.9	6.6	7.9	8.1	8.1	7.8	7.4	9.8	10.3	10.0	9.4	7.8	8.7
	1.87	2.17	2.46	2.66	2.71	2.64	2.53	2.90	2.98	2.52	2.37	2.10	2.37
100	6.3	7.2	8.6	8.8	8.8	8.5	8.0	10.6	11.2	10.8	10.2	8.4	9.4
	1.81	2.10	2.38	2.58	2.63	2.55	2.45	2.81	2.88	2.45	2.30	2.04	2.31
200	7.0	7.9	9.5	9.8	9.8	9.4	8.9	11.8	12.4	12.0	11.3	9.3	10.4
	1.71	1.99	2.26	2.44	2.49	2.42	2.31	2.66	2.73	2.32	2.17	1.93	2.20
Freq	4.2	4.3	6.6	7.8	8.2	8.5	6.0	7.6	13.2	14.0	11.9	7.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.4	4.0	4.9	4.8	4.9	4.6	4.4	6.0	6.1	5.9	5.5	4.1	5.2
	1.48	1.77	2.01	2.12	2.14	2.04	1.97	2.38	2.30	1.91	1.88	1.57	1.92
25	4.1	4.8	5.9	5.7	5.9	5.4	5.3	7.2	7.3	7.0	6.5	4.9	6.2
	1.59	1.91	2.17	2.28	2.31	2.20	2.13	2.57	2.49	2.05	2.03	1.69	2.05
50	4.8	5.6	6.8	6.6	6.8	6.3	6.1	8.3	8.4	8.1	7.6	5.7	7.2
	1.78	2.14	2.44	2.57	2.60	2.48	2.39	2.89	2.80	2.27	2.28	1.90	2.28
100	5.7	6.6	8.1	7.8	8.0	7.5	7.3	9.8	10.0	9.5	9.0	6.8	8.5
	1.90	2.28	2.60	2.74	2.77	2.64	2.55	3.08	2.98	2.42	2.42	2.02	2.42
200	7.1	8.2	10.1	9.8	10.0	9.3	9.1	12.2	12.4	11.6	11.2	8.5	10.5
	1.81	2.18	2.48	2.61	2.64	2.52	2.43	2.94	2.85	2.32	2.31	1.93	2.32
Freq	3.4	4.9	7.1	7.9	8.2	8.7	4.7	9.3	14.3	13.6	11.3	6.6	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.0	3.5	4.3	4.2	4.3	4.0	3.9	5.3	5.3	5.1	4.7	3.4	4.5
	1.49	1.78	2.03	2.12	2.13	2.06	1.97	2.39	2.30	1.89	1.89	1.53	1.92
25	3.7	4.3	5.4	5.1	5.3	4.9	4.8	6.5	6.6	6.3	5.8	4.2	5.6
	1.59	1.90	2.17	2.26	2.28	2.20	2.11	2.56	2.46	2.01	2.02	1.63	2.04
50	4.4	5.1	6.3	6.0	6.2	5.7	5.6	7.6	7.7	7.3	6.8	4.9	6.5
	1.76	2.10	2.40	2.51	2.53	2.44	2.33	2.83	2.72	2.19	2.24	1.81	2.23
100	5.3	6.1	7.5	7.2	7.4	6.8	6.7	9.0	9.1	8.7	8.2	5.9	7.8
	1.93	2.31	2.63	2.76	2.78	2.68	2.56	3.12	2.99	2.41	2.46	1.98	2.43
200	6.5	7.5	9.3	8.8	9.1	8.4	8.3	11.2	11.3	10.6	10.1	7.3	9.6
	1.85	2.21	2.52	2.64	2.66	2.56	2.45	2.98	2.86	2.31	2.35	1.90	2.35
Freq	3.1	5.2	7.3	7.9	8.2	8.7	4.2	9.9	14.8	13.4	11.1	6.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.4	2.8	3.5	3.3	3.4	3.1	3.2	4.2	4.2	4.0	3.7	2.5	3.6
	1.51	1.83	2.05	2.14	2.15	2.05	1.97	2.40	2.26	1.87	1.88	1.54	1.93
25	3.1	3.7	4.6	4.3	4.5	4.1	4.2	5.5	5.5	5.2	4.8	3.3	4.7
	1.60	1.93	2.17	2.27	2.28	2.17	2.08	2.54	2.40	1.97	2.00	1.63	2.03
50	3.8	4.5	5.5	5.2	5.4	4.9	5.0	6.6	6.6	6.3	5.8	4.0	5.6
	1.73	2.10	2.36	2.46	2.48	2.36	2.26	2.76	2.60	2.12	2.17	1.77	2.19
100	4.6	5.4	6.6	6.2	6.5	5.9	6.1	7.9	7.9	7.6	7.0	4.9	6.8
	1.97	2.39	2.69	2.81	2.83	2.69	2.58	3.15	2.97	2.40	2.47	2.02	2.46
200	5.7	6.7	8.1	7.6	7.9	7.2	7.4	9.7	9.7	9.1	8.6	6.0	8.3
	1.90	2.31	2.60	2.70	2.72	2.60	2.49	3.03	2.86	2.32	2.38	1.95	2.38
Freq	2.9	5.5	7.5	8.0	8.2	8.6	3.9	10.8	15.0	13.3	10.7	5.6	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	6.6	296	4.6	117	4.0	78	3.1	37
25	7.2	379	5.5	188	4.9	137	4.1	82
50	7.7	461	6.3	264	5.8	204	5.0	134
100	8.4	602	7.5	421	6.9	322	6.0	214
200	9.2	846	9.3	830	8.5	619	7.4	398

Hannover

52° 27' 00'' N 09° 42' 00'' E UTM 32 E 547574 m N 5811442 m 51 m ü.M.

Standort ist der Flughafen Hannover-Langenhagen, 10 km nordwestlich von Hannover in den Flußniederungen von Weser und Aller. Der Flughafen ist hauptsächlich von Weiden, kultiviertem Moorgelände und Wald umgeben. Das Anemometer befindet sich zwischen den Start- und Landebahnen, die Flughafengebäude im Ost/Südost-Sektor.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.01	800	0.20										
30	0.01	900	0.20										
60	0.01	1500	0.10	3000	0.20								
90	0.01	600	0.30	1500	0.10	3500	0.20					-22	
120	0.01	300	0.15	1000	0.03	3000	0.30					-29	
150	0.01	1300	0.03	3000	0.30							-6	
180	0.01	1100	0.03	3000	0.30							-5	
210	0.01	1300	0.20	4000	0.30								
240	0.01	800	0.10	2000	0.20								
270	0.01	750	0.10	1700	0.20								
300	0.01	2000	0.20										
330	0.01	900	0.20										

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G. Periode: 70010103–79123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	3.1	130	196	304	188	117	36	19	7	1	2	0	0	0	0	3.1	1.91
30	3.8	117	216	245	212	119	54	21	10	4	2	0	0	0	0	3.2	1.91
60	6.5	89	205	242	182	122	68	50	20	10	10	2	0	0	0	3.5	1.64
90	11.3	41	113	201	206	174	115	73	40	19	15	2	0	0	0	4.4	2.00
120	7.2	65	135	222	223	163	95	55	27	12	3	0	0	0	0	4.0	2.09
150	4.6	64	146	249	199	156	92	48	22	15	8	0	0	0	0	3.9	1.91
180	7.8	66	126	219	203	150	101	68	33	17	14	3	0	0	0	4.2	1.86
210	7.9	46	101	162	178	159	123	86	63	38	36	6	1	0	0	4.9	1.94
240	16.3	37	82	132	150	150	150	119	90	45	38	5	1	0	0	5.5	2.29
270	18.4	41	96	158	172	143	123	99	65	43	41	14	4	1	0	5.2	1.85
300	8.2	70	139	185	174	129	97	81	56	29	31	6	2	0	0	4.5	1.67
330	4.9	91	143	231	199	161	83	48	26	7	7	4	0	0	0	3.9	1.88
Total	100.0	59	124	192	184	148	108	78	49	27	24	5	1	0	0	4.5	1.79

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	4.4	3.9	3.9	3.4	2.8	2.4	2.6	2.5	2.9	3.2	4.6	4.6	3.4
3	4.4	3.9	4.0	3.4	2.7	2.4	2.6	2.3	2.9	3.2	4.5	4.6	3.4
6	4.3	3.9	4.1	3.6	3.1	2.9	3.1	2.5	3.0	3.3	4.5	4.7	3.6
9	4.6	4.2	5.1	4.8	4.3	3.9	4.4	3.8	4.1	4.0	4.8	4.7	4.4
12	5.1	4.9	5.8	5.4	5.0	4.6	4.8	4.5	4.8	4.6	5.5	5.3	5.0
15	4.7	4.7	5.5	5.4	4.9	4.5	4.7	4.3	4.6	4.1	4.9	4.9	4.8
18	4.5	4.0	4.3	4.3	3.8	3.7	3.8	3.1	3.1	3.4	4.7	4.8	3.9
21	4.6	4.0	4.1	3.5	2.8	2.9	2.8	2.6	3.0	3.3	4.6	4.7	3.6
Tag	4.6	4.2	4.6	4.2	3.7	3.4	3.6	3.2	3.5	3.6	4.8	4.8	4.0

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.0 2.11	4.7 2.23	5.1 1.99	7.8 2.15	8.6 2.37	7.3 2.16	6.3 2.21	6.9 2.22	8.0 2.62	7.9 2.35	7.1 2.08	6.0 2.05	7.1 2.12
25	5.5 2.17	5.2 2.30	5.5 2.05	8.5 2.22	9.4 2.44	8.0 2.23	6.8 2.28	7.6 2.29	8.7 2.70	8.6 2.42	7.7 2.15	6.5 2.11	7.8 2.18
50	5.9 2.23	5.5 2.36	5.9 2.10	9.1 2.28	10.1 2.50	8.6 2.29	7.3 2.34	8.1 2.35	9.4 2.78	9.3 2.49	8.3 2.21	7.0 2.17	8.4 2.23
100	6.4 2.16	6.0 2.29	6.4 2.03	9.9 2.20	10.9 2.43	9.3 2.21	8.0 2.27	8.8 2.28	10.1 2.69	10.1 2.41	9.0 2.14	7.6 2.10	9.1 2.17
200	7.1 2.05	6.6 2.16	7.1 1.93	10.9 2.09	12.0 2.31	10.3 2.10	8.8 2.15	9.7 2.16	11.2 2.55	11.1 2.28	9.9 2.03	8.4 1.99	10.0 2.06
Freq	3.8	3.5	5.4	9.4	8.7	5.7	6.6	7.9	13.2	17.5	12.0	6.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.3 1.79	3.3 1.87	3.5 1.65	5.8 1.94	6.1 2.04	4.5 1.77	4.4 1.83	5.0 1.90	5.6 2.24	5.4 1.87	4.6 1.69	4.1 1.79	5.0 1.80
25	4.0 1.93	4.0 2.03	4.3 1.78	6.9 2.09	7.3 2.18	5.4 1.92	5.3 1.98	6.0 2.05	6.7 2.42	6.5 2.02	5.6 1.83	4.9 1.94	6.0 1.93
50	4.6 2.17	4.6 2.28	4.9 2.00	8.0 2.34	8.4 2.42	6.3 2.15	6.1 2.22	6.9 2.30	7.8 2.72	7.5 2.27	6.4 2.05	5.6 2.18	6.9 2.14
100	5.4 2.31	5.5 2.42	5.9 2.13	9.5 2.50	9.8 2.59	7.5 2.30	7.2 2.36	8.2 2.45	9.2 2.90	8.9 2.41	7.7 2.19	6.7 2.32	8.2 2.27
200	6.8 2.21	6.8 2.31	7.3 2.03	11.7 2.38	12.1 2.48	9.3 2.19	9.0 2.26	10.2 2.34	11.5 2.77	11.1 2.30	9.5 2.09	8.3 2.22	10.2 2.18
Freq	3.3	3.7	6.2	10.5	7.7	5.1	7.4	7.9	15.3	18.1	9.5	5.3	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.9 1.92	3.0 1.90	3.1 1.65	5.2 2.01	5.3 2.05	3.8 1.83	3.9 1.86	4.4 1.91	4.9 2.26	4.7 1.85	4.0 1.72	3.5 1.83	4.3 1.82
25	3.6 2.05	3.7 2.03	3.9 1.77	6.4 2.14	6.6 2.18	4.7 1.96	4.8 1.99	5.4 2.05	6.1 2.42	5.8 1.98	4.9 1.83	4.3 1.96	5.4 1.94
50	4.2 2.27	4.3 2.24	4.6 1.96	7.5 2.35	7.7 2.39	5.5 2.16	5.6 2.20	6.4 2.26	7.1 2.68	6.8 2.19	5.8 2.03	5.1 2.17	6.3 2.12
100	5.0 2.49	5.1 2.47	5.4 2.15	8.9 2.59	9.1 2.63	6.6 2.38	6.7 2.42	7.6 2.49	8.4 2.95	8.1 2.41	6.9 2.23	6.1 2.38	7.5 2.30
200	6.1 2.39	6.3 2.36	6.7 2.06	10.9 2.48	11.1 2.52	8.1 2.28	8.3 2.32	9.4 2.38	10.4 2.82	10.0 2.31	8.5 2.13	7.5 2.28	9.3 2.22
Freq	3.2	3.8	6.4	10.9	7.3	4.9	7.7	7.9	16.0	18.3	8.5	5.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.2 1.84	2.3 1.82	2.7 1.63	4.1 2.02	4.1 2.01	2.9 1.91	3.1 1.86	3.5 1.97	3.9 2.21	3.7 1.85	3.1 1.71	2.7 1.87	3.4 1.82
25	2.9 1.95	3.1 1.93	3.5 1.72	5.4 2.13	5.4 2.12	3.8 2.03	4.1 1.98	4.7 2.09	5.1 2.34	4.8 1.96	4.1 1.81	3.6 1.98	4.5 1.92
50	3.5 2.12	3.7 2.10	4.3 1.87	6.5 2.30	6.5 2.28	4.6 2.20	4.9 2.15	5.6 2.27	6.1 2.55	5.8 2.13	4.9 1.97	4.4 2.15	5.5 2.07
100	4.3 2.42	4.5 2.39	5.2 2.13	7.8 2.61	7.8 2.59	5.6 2.51	5.9 2.44	6.8 2.59	7.3 2.90	7.1 2.42	5.9 2.24	5.3 2.45	6.6 2.32
200	5.2 2.33	5.5 2.30	6.3 2.05	9.5 2.52	9.5 2.50	6.8 2.42	7.2 2.35	8.3 2.49	9.0 2.80	8.6 2.34	7.3 2.16	6.4 2.36	8.0 2.25
Freq	3.2	4.1	6.6	10.9	7.3	4.9	7.8	8.7	16.5	17.4	7.8	4.7	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	6.3	279	4.4	112	3.9	74	3.0	36
25	6.9	357	5.3	178	4.8	131	4.0	78
50	7.4	434	6.1	250	5.6	193	4.8	127
100	8.1	566	7.2	396	6.7	304	5.8	202
200	8.9	799	9.0	784	8.2	585	7.1	377

Helgoland

54° 11' 00" N 07° 54' 00" E

UTM 32 E 428210 m N 6004607 m

4 m ü.M.

Standort ist die Insel Helgoland, 70 km westlich der Westküste Schleswig-Holsteins. Die Insel ist 1 Quadratkilometer groß; das Anemometer ist am Süden­de der Insel im Hafengelände angebracht. Einige Windhindernisse befinden sich in unmittelbarer Nähe.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.03	250	0.20	400	0.05	1500	0.00						
30	0.03	125	0.00										
60	0.03	100	0.00										
90	0.03	125	0.00									-4	
120	0.05	100	0.00									-5	
150	0.03	100	0.00									-1	
180	0.01	100	0.00										
210	0.01	150	0.00										
240	0.01	300	0.00										
270	0.01	275	0.00										
300	0.01	300	0.00										
330	0.01	250	0.20	1500	0.00								

Höhe des Anemometers: 15.0 m ü.G.

Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	8.6	13	43	111	148	172	158	136	94	47	45	21	7	3	0	6.0	2.15
30	4.4	18	55	110	142	175	114	105	89	61	66	36	19	7	3	6.2	1.76
60	7.8	11	33	69	81	118	119	115	104	82	123	73	40	19	14	7.9	1.94
90	7.6	15	39	70	86	109	104	113	118	79	146	78	31	7	5	7.9	2.26
120	8.2	14	41	66	78	106	105	110	108	102	145	74	41	10	0	8.0	2.34
150	5.7	12	37	66	98	112	124	105	113	91	128	65	28	16	6	7.7	2.12
180	7.6	13	39	56	75	77	118	118	101	77	138	97	55	19	15	8.4	2.00
210	9.4	9	27	34	62	78	86	102	103	97	162	119	72	35	13	9.3	2.35
240	12.7	9	26	45	53	67	82	96	109	102	190	121	61	28	11	9.4	2.55
270	9.5	18	24	43	71	89	83	103	116	96	168	99	49	25	16	8.9	2.26
300	11.1	10	28	61	87	104	119	102	107	92	144	83	42	12	9	8.2	2.17
330	7.3	15	29	80	98	137	142	157	122	75	91	33	13	5	1	7.0	2.33
Total	100.0	13	33	64	86	107	111	112	108	86	135	80	41	17	8	8.0	2.09

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	8.2	7.5	7.7	6.2	5.3	5.6	5.8	6.1	7.2	7.8	9.2	9.4	7.2
3	8.2	7.2	7.2	6.3	5.8	5.6	5.8	5.9	7.1	7.5	9.4	9.4	7.1
6	8.2	7.3	7.5	6.3	5.7	5.5	6.0	5.9	7.2	7.6	9.3	9.4	7.2
9	8.4	7.4	7.5	6.4	5.6	5.5	5.9	5.9	7.2	7.8	9.5	9.4	7.2
12	8.3	7.2	7.2	6.4	5.3	5.5	6.0	5.8	7.2	7.8	9.5	9.6	7.1
15	8.2	7.0	6.9	6.4	5.6	5.5	6.2	5.8	6.9	7.7	9.6	9.4	7.1
18	8.3	7.2	7.2	6.5	5.9	5.5	6.1	5.8	7.0	7.9	9.6	9.6	7.2
21	8.5	7.2	7.3	6.4	5.8	5.4	5.8	5.8	7.0	7.7	9.3	9.3	7.1
Tag	8.3	7.2	7.3	6.4	5.6	5.5	6.0	5.8	7.1	7.7	9.4	9.4	7.2

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	7.1	6.0	7.6	7.9	8.1	7.5	8.1	9.0	9.1	8.6	7.9	8.8	8.1
	2.10	1.74	1.92	2.23	2.31	2.08	1.99	2.32	2.52	2.25	2.13	2.29	2.15
25	7.8	6.6	8.3	8.7	8.8	8.2	8.9	9.8	9.9	9.4	8.6	9.6	8.9
	2.16	1.79	1.98	2.30	2.38	2.15	2.04	2.38	2.59	2.31	2.20	2.35	2.21
50	8.4	7.1	8.9	9.3	9.5	8.8	9.5	10.5	10.6	10.1	9.3	10.3	9.5
	2.22	1.84	2.03	2.36	2.44	2.20	2.10	2.45	2.66	2.38	2.26	2.42	2.26
100	9.1	7.6	9.7	10.1	10.3	9.6	10.3	11.4	11.5	10.9	10.0	11.2	10.3
	2.15	1.78	1.96	2.28	2.37	2.13	2.04	2.38	2.58	2.31	2.19	2.35	2.20
200	10.0	8.4	10.7	11.2	11.4	10.6	11.3	12.5	12.7	12.0	11.1	12.3	11.4
	2.04	1.69	1.86	2.16	2.24	2.02	1.94	2.28	2.45	2.19	2.07	2.24	2.10
Freq	8.6	4.5	7.8	7.6	8.2	5.7	7.6	9.4	12.7	9.5	11.1	7.3	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.8	4.5	5.3	5.5	5.6	5.3	5.8	6.3	6.3	5.8	5.6	5.8	5.7
	1.73	1.49	1.67	1.87	1.90	1.71	1.77	2.02	2.08	1.86	1.82	1.83	1.82
25	5.8	5.4	6.4	6.6	6.7	6.4	7.0	7.5	7.5	7.0	6.7	7.0	6.8
	1.87	1.61	1.80	2.02	2.05	1.85	1.89	2.15	2.23	2.00	1.97	1.97	1.96
50	6.8	6.3	7.4	7.7	7.7	7.4	8.0	8.6	8.6	8.1	7.8	8.0	7.8
	2.10	1.81	2.02	2.27	2.30	2.08	2.10	2.38	2.48	2.24	2.21	2.19	2.18
100	8.0	7.5	8.8	9.1	9.1	8.8	9.4	10.1	10.1	9.6	9.2	9.5	9.2
	2.23	1.93	2.15	2.42	2.45	2.21	2.24	2.55	2.65	2.38	2.36	2.34	2.32
200	10.0	9.4	11.0	11.3	11.4	10.9	11.6	12.3	12.4	11.8	11.5	11.7	11.4
	2.13	1.84	2.05	2.31	2.34	2.11	2.15	2.44	2.54	2.28	2.25	2.24	2.23
Freq	7.7	5.2	7.7	7.8	7.6	6.2	8.0	10.2	12.0	9.9	10.1	7.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.2	4.0	4.7	4.8	4.8	4.7	5.1	5.5	5.5	5.0	4.9	5.0	4.9
	1.71	1.51	1.69	1.87	1.88	1.71	1.78	2.05	2.08	1.83	1.83	1.81	1.82
25	5.2	5.0	5.8	6.0	5.9	5.8	6.3	6.8	6.7	6.2	6.1	6.1	6.1
	1.83	1.61	1.80	2.01	2.01	1.83	1.89	2.17	2.21	1.96	1.96	1.93	1.94
50	6.1	5.9	6.8	7.0	7.0	6.8	7.4	7.9	7.8	7.3	7.2	7.2	7.1
	2.02	1.78	1.99	2.22	2.23	2.02	2.06	2.37	2.42	2.16	2.17	2.13	2.13
100	7.3	7.1	8.1	8.3	8.3	8.1	8.7	9.3	9.3	8.7	8.5	8.6	8.5
	2.22	1.96	2.19	2.44	2.45	2.22	2.27	2.61	2.66	2.37	2.38	2.34	2.34
200	9.0	8.7	10.0	10.3	10.3	10.0	10.6	11.3	11.3	10.6	10.5	10.6	10.4
	2.12	1.87	2.10	2.33	2.35	2.12	2.18	2.50	2.55	2.27	2.28	2.24	2.24
Freq	7.3	5.5	7.7	7.8	7.4	6.3	8.2	10.5	11.7	10.1	9.7	7.8	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.3	3.3	3.7	3.8	3.8	3.7	4.1	4.3	4.3	3.9	3.9	3.8	3.9
	1.69	1.55	1.72	1.88	1.86	1.70	1.83	2.05	2.05	1.81	1.86	1.77	1.82
25	4.3	4.3	4.9	5.0	5.0	4.9	5.4	5.7	5.6	5.2	5.2	5.0	5.1
	1.79	1.64	1.82	1.99	1.98	1.80	1.92	2.16	2.15	1.92	1.97	1.88	1.92
50	5.2	5.3	5.9	6.1	6.0	5.9	6.5	6.8	6.7	6.2	6.3	6.1	6.2
	1.94	1.78	1.98	2.16	2.14	1.96	2.06	2.32	2.32	2.08	2.13	2.04	2.08
100	6.3	6.4	7.1	7.3	7.2	7.1	7.7	8.1	8.1	7.5	7.6	7.3	7.4
	2.21	2.03	2.25	2.46	2.44	2.23	2.33	2.63	2.63	2.37	2.43	2.33	2.35
200	7.7	7.8	8.7	8.9	8.8	8.7	9.4	9.8	9.8	9.1	9.2	8.9	9.0
	2.13	1.96	2.17	2.37	2.35	2.15	2.26	2.55	2.55	2.28	2.34	2.24	2.28
Freq	6.8	5.9	7.7	7.9	7.1	6.6	8.4	10.9	11.3	10.3	9.2	8.0	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	7.2	406	5.0	164	4.4	108	3.4	52
25	7.9	519	6.0	258	5.4	189	4.5	113
50	8.4	628	6.9	358	6.3	277	5.5	183
100	9.1	816	8.2	561	7.5	429	6.6	286
200	10.1	1143	10.1	1097	9.2	821	8.0	530

Hof-Hohensaas

50° 19' 00" N 11° 53' 00" E UTM 32 E 705273 m N 5577929 m 567 m ü.M.

Standort ungefähr 2,5 km westlich des Stadtzentrums von Hof. Das Gelände ist hügelig und hat ein geschlossenes Erscheinungsbild mit kleinen Dörfern und Wäldern. Das Anemometer befindet sich auf dem Dach einer Wetterstation (6,3 m über dem 8,9 m hohen Gebäude). Es existieren einige Gebäude in den Nordost- und West-Sektoren.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.03	3000	0.15									-14	
30	0.03	1250	0.20	3000	0.15							-7	
60	0.03	1000	0.20	4000	0.15							-4	
90	0.03	1000	0.30	4000	0.15							-7	
120	0.03	1500	0.30	4000	0.15								
150	0.03	1250	0.20									-10	
180	0.03	500	0.20									-13	
210	0.03	750	0.30	1500	0.15							-2	
240	0.03	750	0.15									-12	
270	0.03	500	0.15									-5	
300	0.03	500	0.30	1000	0.15								
330	0.03	500	0.15										

Höhe des Anemometers: 15.2 m ü.G. Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	7.4	107	158	216	193	151	93	54	17	7	4	0	0	0	0	3.8	1.97
30	9.1	84	104	175	193	167	129	90	35	18	5	0	0	0	0	4.4	2.18
60	4.5	143	146	189	194	150	89	50	26	10	3	0	0	0	0	3.8	1.94
90	3.1	165	155	181	154	121	95	68	33	7	18	2	0	0	0	3.8	1.65
120	7.1	97	158	155	160	145	104	89	48	24	17	1	0	0	0	4.4	1.88
150	10.6	84	204	248	173	132	82	43	21	10	3	0	0	0	0	3.5	1.76
180	7.8	104	175	232	224	118	73	42	22	7	4	0	0	0	0	3.6	1.88
210	10.7	60	85	178	211	179	116	80	48	22	17	4	1	0	0	4.6	2.00
240	16.3	46	86	133	159	158	127	109	71	49	45	12	3	1	0	5.4	1.97
270	12.2	62	111	144	160	147	108	103	71	38	39	14	2	1	0	5.1	1.83
300	5.6	144	180	232	186	109	77	40	19	10	4	1	0	0	0	3.4	1.67
330	5.7	102	174	225	178	124	102	47	27	10	8	2	0	0	0	3.7	1.74
Total	100.0	86	136	185	181	146	104	74	42	22	18	4	1	0	0	4.3	1.78

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	4.3	3.7	3.5	3.0	2.4	2.2	2.4	2.1	2.3	3.2	4.5	4.9	3.2
3	4.2	3.7	3.6	3.1	2.4	2.2	2.2	2.1	2.4	3.3	4.4	4.7	3.2
6	4.3	3.8	3.7	3.3	2.7	2.7	2.5	2.1	2.5	3.3	4.4	4.6	3.3
9	4.3	4.1	4.4	4.6	4.2	3.8	3.8	3.6	3.6	3.8	4.6	4.8	4.1
12	4.8	4.6	5.0	5.1	4.5	4.2	4.3	4.1	4.3	4.5	5.1	5.2	4.6
15	4.5	4.3	5.0	5.2	4.4	4.3	4.4	4.2	4.2	4.2	4.7	5.0	4.5
18	4.4	3.8	3.9	4.1	4.1	3.6	3.5	3.2	2.9	3.5	4.6	4.9	3.9
21	4.3	3.8	3.7	3.2	2.7	2.5	2.4	2.2	2.6	3.4	4.5	4.9	3.4
Tag	4.4	4.0	4.1	4.0	3.4	3.2	3.2	2.9	3.1	3.7	4.6	4.9	3.8

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.9 2.18	6.5 2.44	6.2 2.34	5.8 2.00	6.2 2.13	5.8 2.09	5.9 2.10	6.7 2.27	8.3 2.13	8.3 2.15	6.6 1.88	5.4 1.97	6.7 1.99
25	6.5 2.25	7.1 2.51	6.7 2.42	6.3 2.06	6.8 2.20	6.4 2.16	6.5 2.16	7.3 2.35	9.1 2.19	9.1 2.21	7.2 1.94	5.9 2.03	7.4 2.05
50	6.9 2.31	7.7 2.58	7.2 2.48	6.8 2.12	7.3 2.26	6.8 2.22	7.0 2.22	7.8 2.41	9.7 2.25	9.7 2.27	7.7 1.99	6.3 2.08	7.9 2.10
100	7.5 2.24	8.3 2.50	7.8 2.40	7.4 2.05	7.9 2.19	7.4 2.15	7.6 2.15	8.5 2.33	10.5 2.19	10.5 2.21	8.4 1.93	6.9 2.02	8.6 2.05
200	8.3 2.12	9.2 2.37	8.7 2.28	8.1 1.94	8.8 2.08	8.2 2.03	8.4 2.03	9.4 2.20	11.5 2.09	11.5 2.10	9.2 1.83	7.6 1.91	9.5 1.96
Freq	6.7	8.5	6.2	3.6	5.6	9.1	8.9	9.8	14.2	13.7	8.0	5.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.2 1.89	4.7 2.08	4.1 1.88	4.1 1.62	4.3 1.82	4.0 1.75	4.3 1.80	4.7 1.92	6.1 1.90	5.6 1.79	3.9 1.54	3.8 1.67	4.7 1.72
25	5.1 2.04	5.6 2.24	4.9 2.03	4.9 1.75	5.2 1.97	4.8 1.89	5.2 1.94	5.7 2.07	7.3 2.02	6.7 1.92	4.7 1.67	4.6 1.80	5.6 1.83
50	5.8 2.29	6.4 2.53	5.7 2.29	5.7 1.97	6.0 2.21	5.6 2.13	6.0 2.18	6.5 2.33	8.3 2.21	7.8 2.14	5.5 1.87	5.3 2.03	6.5 2.03
100	6.9 2.44	7.7 2.69	6.7 2.44	6.8 2.10	7.1 2.35	6.6 2.26	7.1 2.32	7.8 2.48	9.7 2.37	9.1 2.28	6.6 1.99	6.3 2.16	7.7 2.16
200	8.6 2.33	9.5 2.56	8.4 2.33	8.4 2.00	8.9 2.25	8.2 2.16	8.8 2.22	9.7 2.37	11.8 2.28	11.2 2.19	8.2 1.90	7.9 2.06	9.5 2.10
Freq	7.1	8.9	5.1	3.3	6.7	10.1	8.1	10.5	15.5	12.7	6.4	5.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.7 1.91	4.1 2.11	3.5 1.86	3.6 1.60	3.8 1.83	3.4 1.72	3.8 1.80	4.2 1.95	5.4 1.92	4.8 1.79	3.2 1.59	3.4 1.67	4.1 1.72
25	4.6 2.05	5.1 2.26	4.3 1.99	4.4 1.71	4.7 1.96	4.2 1.84	4.7 1.92	5.1 2.09	6.6 2.02	6.0 1.91	4.0 1.70	4.2 1.79	5.1 1.82
50	5.3 2.26	5.9 2.49	5.0 2.20	5.3 1.89	5.5 2.17	5.0 2.03	5.5 2.13	6.0 2.31	7.7 2.19	7.0 2.10	4.7 1.88	4.9 1.98	6.0 1.99
100	6.4 2.49	7.1 2.74	6.0 2.42	6.3 2.08	6.5 2.38	5.9 2.23	6.6 2.34	7.2 2.54	9.0 2.40	8.3 2.31	5.6 2.07	5.8 2.17	7.1 2.17
200	7.8 2.38	8.7 2.62	7.4 2.32	7.7 1.99	8.1 2.28	7.3 2.14	8.1 2.24	8.8 2.43	10.9 2.31	10.2 2.21	6.9 1.98	7.2 2.08	8.7 2.11
Freq	7.3	9.1	4.6	3.1	7.0	10.4	7.8	10.8	16.0	12.4	5.8	5.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.0 1.93	3.2 2.08	2.7 1.85	2.8 1.65	2.9 1.81	2.8 1.79	3.0 1.83	3.4 1.87	4.2 1.91	3.7 1.78	2.5 1.67	2.7 1.74	3.2 1.73
25	3.9 2.05	4.2 2.21	3.6 1.96	3.8 1.75	3.9 1.92	3.7 1.89	4.0 1.94	4.4 1.99	5.5 2.00	4.9 1.88	3.3 1.77	3.6 1.85	4.3 1.82
50	4.7 2.22	5.1 2.40	4.3 2.13	4.6 1.90	4.7 2.09	4.4 2.06	4.8 2.11	5.4 2.16	6.6 2.13	6.0 2.04	4.0 1.92	4.3 2.01	5.2 1.96
100	5.7 2.53	6.1 2.74	5.3 2.43	5.5 2.16	5.7 2.38	5.3 2.34	5.8 2.40	6.5 2.46	7.9 2.38	7.2 2.33	4.8 2.19	5.2 2.28	6.2 2.20
200	6.9 2.44	7.5 2.63	6.4 2.34	6.8 2.08	6.9 2.29	6.5 2.26	7.1 2.32	7.9 2.37	9.5 2.33	8.8 2.24	5.9 2.10	6.4 2.20	7.6 2.15
Freq	7.6	8.6	4.3	3.6	7.4	10.2	8.2	11.1	16.0	11.6	5.6	5.8	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	6.0	250	4.2	102	3.7	67	2.9	32
25	6.5	319	5.0	161	4.5	118	3.8	70
50	7.0	386	5.8	222	5.3	173	4.6	114
100	7.6	502	6.8	347	6.3	266	5.5	179
200	8.4	704	8.4	673	7.7	504	6.7	329

List/Sylt

55° 01' 00" N 08° 25' 00" E UTM 32 E 462698 m N 6096934 m 26 m ü.M.

Standort ist die Insel Sylt, die sich 10 km westlich der Küste Schleswig-Holsteins befindet. Der Anemometermast steht auf der Schulter einer Düne im Dünengürtel. Die Entfernung zum Meer beträgt 500 m in Richtung Südwesten und 2500 m in Richtung West/Nordwest. Die westliche Neigung der Düne ist steil.

Sekt	z ₀₁	x ₁	z ₀₂	x ₂	z ₀₃	x ₃	z ₀₄	x ₄	z ₀₅	x ₅	z ₀₆	Proz	Grad
0	0.10	2700	0.01	5400	0.00							22	
30	0.10	2250	0.00									22	
60	0.10	2000	0.00									22	
90	0.10	750	0.00									19	
120	0.10	375	0.00									-9	
150	0.10	375	0.00									13	
180	0.10	500	0.00									20	
210	0.10	750	0.00									21	
240	0.10	1000	0.04	2500	0.10	4500	0.00					22	
270	0.10	3000	0.00									23	
300	0.10	2750	0.00									22	
330	0.10	3500	0.00									22	

Höhe des Anemometers: 12.1 m ü.G.

Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	7.1	19	31	74	112	134	138	133	95	70	102	52	22	12	9	7.1	1.87
30	5.0	26	34	86	154	184	141	113	79	67	75	25	14	1	0	6.1	1.94
60	5.2	26	34	96	136	144	158	132	101	65	63	20	10	10	5	6.4	1.95
90	7.3	19	22	73	112	118	134	139	115	84	109	53	22	0	0	7.2	2.32
120	10.6	16	21	47	86	99	112	129	140	106	148	65	25	7	1	8.0	2.59
150	6.8	24	30	63	125	137	144	130	112	81	90	46	14	4	1	6.9	2.19
180	6.0	30	42	78	114	123	108	114	96	88	110	47	32	14	4	7.3	1.97
210	7.9	19	23	51	89	94	99	116	96	82	156	85	59	22	8	8.4	2.15
240	11.4	11	14	40	65	71	90	108	115	120	184	107	51	18	7	9.1	2.63
270	11.2	15	16	46	71	97	106	116	113	110	165	86	36	16	8	8.5	2.39
300	10.9	13	17	45	66	80	96	107	113	97	170	96	61	23	14	9.0	2.27
330	10.6	17	12	31	50	76	84	109	117	88	177	109	77	30	23	9.5	2.30
Total	100.0	18	22	56	90	105	112	119	111	92	140	73	39	15	8	8.0	2.15

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	7.2	6.4	6.9	6.6	5.8	6.0	6.6	6.1	6.9	6.6	8.5	8.4	6.8
3	7.1	6.7	7.1	6.6	5.9	5.8	6.2	6.0	6.8	6.8	8.2	8.2	6.8
6	7.3	6.7	7.1	6.6	6.0	6.1	6.4	6.1	6.8	6.8	8.0	8.3	6.9
9	7.5	6.9	7.6	7.1	6.5	6.4	6.8	6.5	7.3	7.0	8.1	8.3	7.2
12	7.5	6.9	7.9	7.6	6.9	7.0	7.4	6.8	7.6	7.3	8.5	8.6	7.5
15	7.3	6.8	7.9	7.9	7.0	7.3	7.6	7.2	7.9	7.3	8.3	8.4	7.6
18	7.5	6.6	7.3	7.5	6.7	6.7	7.1	6.7	7.3	7.2	8.1	8.3	7.2
21	7.4	6.8	7.2	6.8	5.9	6.0	6.4	6.0	7.1	7.0	8.1	8.3	6.9
Täg	7.4	6.7	7.4	7.1	6.3	6.4	6.8	6.4	7.2	7.0	8.2	8.4	7.1

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	7.9	6.5	6.7	7.2	9.9	6.8	6.8	8.2	9.8	9.1	9.6	10.2	8.6
	1.85	1.90	1.92	2.29	2.53	2.08	1.96	2.12	2.57	2.37	2.28	2.26	2.10
25	8.6	7.2	7.3	7.9	10.8	7.5	7.4	9.0	10.7	10.0	10.4	11.2	9.4
	1.90	1.96	1.98	2.37	2.59	2.14	2.02	2.18	2.63	2.43	2.32	2.30	2.15
50	9.3	7.7	7.9	8.4	11.5	8.0	8.0	9.7	11.4	10.7	11.2	11.9	10.1
	1.95	2.01	2.03	2.43	2.66	2.20	2.07	2.24	2.70	2.49	2.38	2.37	2.21
100	10.0	8.3	8.6	9.2	12.4	8.7	8.6	10.5	12.3	11.5	12.0	12.8	10.8
	1.90	1.95	1.97	2.35	2.60	2.13	2.01	2.17	2.64	2.43	2.33	2.33	2.16
200	10.9	9.2	9.4	10.1	13.5	9.6	9.5	11.5	13.4	12.6	13.1	13.8	11.9
	1.81	1.84	1.87	2.22	2.50	2.02	1.90	2.06	2.53	2.32	2.25	2.25	2.09
Freq	7.3	5.1	5.2	7.2	10.4	7.1	6.0	7.8	11.2	11.2	10.9	10.6	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.2	4.5	4.8	5.5	6.7	4.6	4.9	6.1	6.8	6.5	6.9	7.1	6.0
	1.56	1.63	1.70	1.82	2.07	1.79	1.64	1.92	2.18	2.01	2.00	1.95	1.83
25	6.3	5.4	5.7	6.6	7.9	5.6	5.9	7.3	8.1	7.7	8.1	8.3	7.2
	1.67	1.76	1.83	1.96	2.19	1.93	1.77	2.05	2.31	2.13	2.10	2.03	1.94
50	7.3	6.3	6.6	7.6	9.1	6.4	6.9	8.4	9.2	8.8	9.3	9.4	8.2
	1.87	1.98	2.06	2.21	2.39	2.17	1.99	2.27	2.52	2.34	2.26	2.17	2.12
100	8.6	7.5	7.9	9.0	10.5	7.7	8.2	9.8	10.7	10.2	10.6	10.8	9.6
	1.99	2.10	2.19	2.35	2.56	2.31	2.12	2.42	2.70	2.51	2.43	2.33	2.28
200	10.7	9.4	9.8	11.2	12.6	9.5	10.2	12.0	12.9	12.4	12.6	12.7	11.7
	1.90	2.01	2.09	2.24	2.47	2.20	2.03	2.32	2.60	2.41	2.34	2.26	2.22
Freq	6.7	5.1	5.6	7.8	10.1	6.6	6.3	8.5	11.4	11.1	10.8	10.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.5	4.0	4.2	4.9	5.7	4.0	4.4	5.4	5.9	5.7	6.0	6.1	5.3
	1.55	1.62	1.72	1.83	2.01	1.76	1.68	1.97	2.17	2.01	2.01	1.91	1.83
25	5.6	4.9	5.2	6.1	7.0	5.0	5.5	6.7	7.2	6.9	7.4	7.4	6.5
	1.65	1.74	1.84	1.96	2.12	1.88	1.79	2.08	2.28	2.12	2.09	1.99	1.93
50	6.6	5.8	6.1	7.2	8.1	5.9	6.4	7.8	8.4	8.1	8.5	8.5	7.5
	1.82	1.92	2.03	2.17	2.29	2.08	1.98	2.27	2.46	2.29	2.23	2.10	2.08
100	7.9	6.9	7.3	8.5	9.5	7.0	7.7	9.1	9.8	9.4	9.9	9.8	8.8
	2.00	2.11	2.23	2.38	2.51	2.29	2.18	2.50	2.70	2.51	2.44	2.30	2.29
200	9.6	8.5	8.9	10.5	11.4	8.6	9.5	11.1	11.8	11.4	11.7	11.6	10.7
	1.92	2.02	2.13	2.28	2.42	2.19	2.08	2.40	2.60	2.42	2.36	2.23	2.23
Freq	6.5	5.1	5.8	8.1	9.8	6.6	6.5	8.8	11.4	11.1	10.8	9.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.5	3.1	3.3	4.1	4.3	3.2	3.6	4.4	4.6	4.5	4.8	4.6	4.1
	1.56	1.65	1.78	1.88	1.91	1.76	1.71	2.04	2.15	2.02	2.04	1.87	1.85
25	4.6	4.2	4.4	5.3	5.6	4.2	4.7	5.7	6.0	5.9	6.3	6.1	5.4
	1.65	1.75	1.88	1.99	2.00	1.86	1.81	2.13	2.24	2.11	2.11	1.94	1.93
50	5.6	5.0	5.3	6.4	6.8	5.1	5.7	6.9	7.2	7.0	7.5	7.2	6.5
	1.79	1.90	2.05	2.15	2.13	2.02	1.97	2.29	2.39	2.25	2.22	2.03	2.06
100	6.8	6.1	6.4	7.7	8.1	6.2	6.9	8.2	8.5	8.4	8.8	8.5	7.8
	2.04	2.16	2.33	2.44	2.39	2.30	2.24	2.58	2.67	2.50	2.42	2.21	2.29
200	8.3	7.4	7.8	9.4	9.7	7.5	8.4	9.9	10.3	10.0	10.4	10.1	9.4
	1.97	2.08	2.24	2.35	2.34	2.22	2.16	2.51	2.62	2.45	2.42	2.21	2.26
Freq	6.3	5.1	6.1	8.5	9.4	6.4	6.7	9.2	11.4	11.0	10.7	9.3	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	7.6	491	5.4	197	4.7	130	3.7	63
25	8.3	627	6.4	311	5.7	228	4.8	135
50	8.9	754	7.3	429	6.7	332	5.8	218
100	9.6	962	8.5	642	7.8	497	6.9	339
200	10.5	1305	10.3	1174	9.5	896	8.3	597

München

48° 08' 00" N 11° 43' 00" E UTM 32 E 702129 m N 5334794 m 527 m ü.M.

Standort in Süddeutschland auf dem Flughafen München-Riem, ungefähr 8 km vom Stadtzentrum München entfernt. Das Gelände ist allgemein flach, eine Hochebene, und wird bestimmt durch zahlreiche Kleinstädte und Wälder, die sich mit offenem Gelände abwechseln.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.03	150	0.01									-10	
30	0.03	150	0.01									-7	
60	0.03	250	0.01	1500	0.20	3000	0.03					-2	
90	0.01												
120	0.01	3500	0.30										
150	0.01	3500	0.30										
180	0.01	2100	0.30										
210	0.01	1600	0.30										
240	0.01	2500	0.30									-7	
270	0.01	1500	0.30									-28	
300	0.03	200	0.01	2000	0.30							-26	
330	0.03	200	0.01									-30	

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G.

Periode: 70010103–79123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	5.5	224	328	276	123	34	9	4	2	0	0	0	0	0	0	2.3	1.81
30	6.1	162	315	283	161	54	19	4	1	0	0	0	0	0	0	2.5	1.95
60	8.6	124	232	246	189	105	54	30	13	6	3	0	0	0	0	3.2	1.72
90	8.6	127	225	275	168	99	55	25	12	8	6	1	0	0	0	3.1	1.58
120	5.6	186	306	287	131	53	22	12	2	1	0	0	0	0	0	2.5	1.76
150	5.0	196	331	289	122	40	14	8	1	0	0	0	0	0	0	2.4	1.81
180	8.6	160	378	284	120	39	13	4	1	0	0	0	0	0	0	2.3	1.83
210	11.3	87	249	330	192	86	30	15	5	4	2	0	0	0	0	3.0	1.88
240	17.7	41	85	136	159	140	107	94	75	48	64	30	14	6	1	5.6	1.65
270	10.6	50	75	144	167	158	114	94	71	42	55	20	9	1	0	5.3	1.74
300	7.9	90	203	249	203	125	71	26	22	4	5	1	0	0	0	3.4	1.79
330	4.7	178	289	260	163	59	29	13	6	1	2	0	1	0	0	2.7	1.60
Total	100.0	115	223	240	162	95	55	37	26	15	19	8	3	1	0	3.3	1.28

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	3.1	3.0	3.2	2.9	2.7	2.4	2.4	2.2	2.3	2.6	3.3	3.4	2.8
3	3.2	3.1	3.2	2.9	2.6	2.3	2.4	2.1	2.3	2.5	3.3	3.5	2.8
6	3.2	3.1	3.2	2.8	2.6	2.5	2.5	2.2	2.2	2.5	3.3	3.4	2.8
9	3.3	3.3	3.6	3.7	3.4	3.2	3.0	2.8	2.8	3.2	3.5	3.5	3.3
12	3.7	3.7	4.0	4.1	3.8	3.6	3.6	3.2	3.2	3.7	4.1	3.9	3.7
15	3.7	3.8	4.2	4.4	4.2	3.9	3.9	3.5	3.4	3.7	3.9	3.8	3.9
18	3.3	3.1	3.5	3.9	3.7	3.5	3.3	3.2	2.6	2.8	3.4	3.5	3.3
21	3.3	3.0	3.2	3.1	3.0	2.7	2.5	2.5	2.4	2.6	3.4	3.4	2.9
Täg	3.4	3.3	3.5	3.5	3.2	3.0	3.0	2.7	2.7	3.0	3.5	3.5	3.2

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.8 1.84	3.5 2.24	4.3 2.02	4.3 1.96	3.7 1.97	3.3 2.11	3.3 2.20	4.1 2.15	7.6 1.66	9.7 1.81	8.0 1.72	5.7 1.92	5.5 1.33
25	4.1 1.89	3.8 2.31	4.7 2.08	4.7 2.02	4.1 2.03	3.7 2.18	3.7 2.27	4.5 2.22	8.3 1.69	10.6 1.84	8.7 1.76	6.3 1.98	6.0 1.35
50	4.4 1.94	4.1 2.37	5.1 2.13	5.0 2.07	4.4 2.08	3.9 2.24	3.9 2.33	4.8 2.28	8.9 1.74	11.3 1.87	9.4 1.80	6.7 2.03	6.4 1.37
100	4.8 1.88	4.4 2.30	5.5 2.07	5.4 2.00	4.8 2.01	4.3 2.17	4.3 2.25	5.2 2.20	9.5 1.70	12.1 1.86	10.0 1.77	7.3 1.97	6.9 1.37
200	5.3 1.78	4.9 2.17	6.1 1.96	6.0 1.90	5.2 1.91	4.7 2.05	4.7 2.13	5.8 2.09	10.3 1.64	12.9 1.82	10.8 1.71	8.1 1.86	7.5 1.36
Freq	5.2	5.9	7.8	8.6	6.5	5.2	7.4	10.5	16.0	12.6	8.6	5.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.4 1.71	2.5 1.94	3.1 1.72	2.9 1.63	2.5 1.72	2.3 1.78	2.3 1.82	3.0 1.83	6.0 1.63	7.5 1.71	4.9 1.66	3.6 1.58	3.8 1.22
25	2.8 1.84	3.0 2.09	3.8 1.85	3.5 1.76	3.0 1.86	2.8 1.92	2.8 1.97	3.6 1.98	7.1 1.70	8.8 1.76	5.9 1.79	4.3 1.71	4.6 1.27
50	3.3 2.07	3.5 2.35	4.4 2.08	4.1 1.97	3.5 2.09	3.2 2.16	3.2 2.21	4.2 2.22	8.0 1.82	9.8 1.83	6.9 2.01	5.1 1.92	5.3 1.35
100	3.9 2.20	4.1 2.50	5.2 2.22	4.8 2.10	4.1 2.22	3.8 2.30	3.8 2.35	5.0 2.37	9.2 1.96	11.1 1.95	8.2 2.14	6.0 2.05	6.2 1.44
200	4.9 2.10	5.1 2.39	6.4 2.12	6.0 2.00	5.1 2.12	4.7 2.20	4.8 2.25	6.2 2.26	10.9 1.89	12.6 1.90	10.2 2.04	7.5 1.95	7.5 1.47
Freq	5.5	6.1	8.5	8.6	5.7	5.0	8.4	11.1	17.4	10.7	8.1	4.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.0 1.77	2.2 1.82	2.8 1.74	2.5 1.65	2.1 1.70	2.0 1.77	2.1 1.78	2.8 1.60	5.3 1.66	6.6 1.72	4.1 1.80	3.0 1.57	3.4 1.23
25	2.5 1.90	2.8 1.95	3.4 1.86	3.2 1.76	2.7 1.82	2.5 1.89	2.6 1.91	3.5 1.71	6.5 1.73	8.0 1.76	5.1 1.93	3.7 1.68	4.1 1.28
50	3.0 2.10	3.2 2.16	4.1 2.06	3.7 1.95	3.1 2.01	3.0 2.10	3.1 2.11	4.2 1.89	7.5 1.83	9.1 1.82	6.0 2.13	4.4 1.86	4.9 1.34
100	3.6 2.31	3.9 2.37	4.8 2.26	4.4 2.14	3.7 2.21	3.5 2.30	3.7 2.32	5.0 2.08	8.7 2.00	10.4 1.93	7.1 2.35	5.2 2.04	5.8 1.45
200	4.4 2.20	4.8 2.27	5.9 2.17	5.5 2.05	4.6 2.12	4.4 2.20	4.5 2.22	6.1 1.99	10.2 1.94	11.8 1.92	8.8 2.24	6.5 1.95	6.9 1.48
Freq	5.5	6.2	8.6	8.4	5.6	5.2	8.7	11.5	17.1	10.6	7.8	4.8	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.7 1.84	1.8 1.78	2.1 1.66	2.0 1.58	1.7 1.74	1.6 1.84	1.8 1.84	2.5 1.35	4.3 1.67	5.0 1.70	3.2 1.76	2.2 1.48	2.6 1.23
25	2.2 1.95	2.4 1.89	2.8 1.76	2.6 1.68	2.2 1.85	2.2 1.95	2.3 1.95	3.3 1.43	5.6 1.73	6.5 1.73	4.2 1.86	2.9 1.57	3.5 1.27
50	2.6 2.12	2.9 2.05	3.4 1.91	3.1 1.82	2.7 2.00	2.6 2.12	2.8 2.12	4.0 1.55	6.6 1.81	7.7 1.78	5.1 2.02	3.5 1.71	4.2 1.33
100	3.2 2.41	3.5 2.33	4.1 2.17	3.8 2.08	3.3 2.28	3.1 2.42	3.4 2.41	4.9 1.76	7.8 1.96	9.0 1.88	6.1 2.30	4.3 1.94	5.1 1.42
200	3.9 2.32	4.3 2.25	5.0 2.10	4.6 2.00	4.0 2.20	3.8 2.33	4.1 2.32	5.9 1.70	9.3 1.96	10.4 1.91	7.5 2.22	5.2 1.87	6.1 1.46
Freq	5.6	6.5	8.7	8.0	5.5	5.7	9.0	12.1	16.1	10.3	7.4	5.0	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	5.0	257	3.6	107	3.1	71	2.5	34
25	5.5	326	4.2	167	3.8	122	3.2	72
50	5.9	387	4.8	224	4.5	175	3.9	115
100	6.3	485	5.6	317	5.2	251	4.6	175
200	6.9	641	6.8	541	6.3	422	5.5	290

Nürnberg

49° 29' 42" N 11° 04' 54" E UTM 32 E 650745 m N 5484677 m 310 m ü.M.

Standort ist der Flughafen Nürnberg, 4 km nördlich des Stadtzentrums. Ein großer Wald reicht bis an das Nordende des Flughafens heran. Das das Anemometer umgebende Gelände ist flach und offen, die Flughafengebäude befinden sich süd/südöstlich des Anemometers.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.01	600	0.30										
30	0.01	600	0.30										
60	0.01	1000	0.30										
90	0.01	2000	0.30										
120	0.01	1500	0.30									-19	
150	0.01	1500	0.30									-36	
180	0.01	1000	0.30									-22	
210	0.01	1000	0.13	2000	0.30							-27	
240	0.01	1000	0.10	3000	0.30							-31	
270	0.01	1750	0.10	3000	0.30							-2	
300	0.01	700	0.30	1500	0.10	3000	0.30						
330	0.01	700	0.30										

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G. Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	5.1	319	264	198	124	52	26	12	2	2	0	0	0	0	0	2.2	1.41
30	5.0	317	184	188	151	87	45	19	6	2	1	1	0	0	0	2.6	1.49
60	9.0	258	236	173	130	92	57	29	15	7	3	0	0	0	0	2.8	1.40
90	15.3	177	280	249	128	78	46	22	12	4	4	0	0	0	0	2.7	1.48
120	11.4	164	312	308	127	58	21	7	3	0	0	0	0	0	0	2.5	1.87
150	5.4	235	248	269	165	60	15	6	1	1	0	0	0	0	0	2.5	1.89
180	5.3	268	235	247	152	63	24	8	3	1	0	0	0	0	0	2.5	1.71
210	6.3	216	183	243	172	97	48	21	10	5	3	2	1	0	0	3.0	1.58
240	10.6	130	139	188	176	125	88	62	43	19	25	6	0	0	0	4.1	1.61
270	12.8	122	111	144	149	134	110	90	64	34	35	5	2	2	0	4.8	1.74
300	8.5	171	148	192	171	122	83	50	26	18	14	2	1	0	0	3.7	1.60
330	5.3	258	216	249	137	67	44	20	6	2	1	1	0	0	0	2.7	1.55
Total	100.0	199	213	219	147	91	56	34	20	10	9	2	0	0	0	3.1	1.40

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	2.6	2.2	2.2	2.1	2.1	1.8	1.6	1.6	1.5	1.8	2.5	2.7	2.1
3	2.5	2.2	2.3	2.0	1.8	1.7	1.4	1.4	1.4	1.8	2.5	2.7	2.0
6	2.7	2.3	2.2	2.1	2.1	1.9	1.7	1.4	1.5	1.8	2.5	2.9	2.1
9	2.9	2.9	3.5	3.6	3.3	3.2	3.0	2.7	2.4	2.6	2.9	3.1	3.0
12	3.5	3.5	4.3	4.5	4.0	4.1	3.8	3.6	3.3	3.3	3.7	3.6	3.8
15	3.3	3.6	4.2	4.5	4.2	4.0	4.0	3.9	3.3	3.2	3.3	3.4	3.7
18	2.9	2.5	2.9	3.6	3.5	3.5	3.4	2.9	2.1	2.2	2.7	3.0	2.9
21	2.7	2.5	2.4	2.6	2.2	1.8	1.8	1.8	1.7	2.1	2.6	2.8	2.3
Täg	2.9	2.7	3.0	3.1	2.9	2.7	2.6	2.4	2.1	2.4	2.8	3.0	2.7

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.7	3.8	4.3	4.1	4.2	4.9	5.2	5.8	7.9	7.7	6.3	4.8	5.3
	1.74	1.69	1.69	1.71	1.93	2.01	2.07	1.81	1.71	1.94	1.93	1.75	1.56
25	4.1	4.2	4.7	4.5	4.6	5.4	5.7	6.3	8.6	8.4	6.9	5.2	5.8
	1.80	1.74	1.74	1.76	1.99	2.08	2.13	1.87	1.74	1.99	1.99	1.80	1.60
50	4.4	4.5	5.0	4.8	5.0	5.8	6.2	6.8	9.2	9.0	7.4	5.6	6.2
	1.85	1.78	1.79	1.80	2.05	2.13	2.19	1.92	1.78	2.05	2.05	1.85	1.63
100	4.8	4.9	5.4	5.2	5.4	6.3	6.7	7.3	9.9	9.7	8.0	6.1	6.7
	1.79	1.73	1.73	1.75	1.98	2.06	2.12	1.86	1.75	1.99	1.98	1.79	1.60
200	5.3	5.4	6.0	5.7	6.0	6.9	7.4	8.1	10.7	10.7	8.8	6.7	7.4
	1.69	1.64	1.64	1.65	1.87	1.96	2.01	1.76	1.69	1.90	1.87	1.70	1.55
Freq	5.1	5.1	7.3	12.6	12.9	8.0	5.4	5.9	8.9	12.1	10.1	6.5	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.5	2.8	2.9	2.8	3.1	3.7	3.5	4.2	5.9	5.1	4.1	3.0	3.7
	1.43	1.45	1.40	1.46	1.74	1.74	1.70	1.54	1.56	1.69	1.59	1.48	1.38
25	3.0	3.4	3.5	3.4	3.7	4.5	4.2	5.1	6.9	6.1	4.9	3.7	4.4
	1.54	1.56	1.51	1.57	1.87	1.87	1.83	1.67	1.63	1.83	1.72	1.59	1.46
50	3.5	3.9	4.1	3.9	4.3	5.2	4.8	5.9	7.9	7.1	5.7	4.3	5.1
	1.73	1.75	1.69	1.76	2.10	2.10	2.06	1.87	1.74	2.06	1.93	1.78	1.59
100	4.2	4.7	4.9	4.7	5.1	6.2	5.8	7.0	9.1	8.4	6.8	5.1	6.1
	1.84	1.87	1.79	1.87	2.24	2.24	2.19	1.99	1.87	2.19	2.05	1.90	1.69
200	5.2	5.8	6.1	5.8	6.4	7.7	7.2	8.7	10.6	10.5	8.5	6.3	7.5
	1.76	1.78	1.72	1.79	2.14	2.14	2.09	1.90	1.81	2.09	1.96	1.81	1.67
Freq	5.1	5.0	8.4	14.4	11.8	6.3	5.4	6.1	9.9	12.8	9.1	5.7	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.1	2.5	2.6	2.5	2.8	3.4	3.0	3.7	5.2	4.4	3.5	2.6	3.2
	1.42	1.47	1.40	1.48	1.77	1.77	1.68	1.57	1.58	1.73	1.58	1.52	1.38
25	2.6	3.1	3.2	3.1	3.4	4.2	3.7	4.6	6.3	5.4	4.3	3.2	4.0
	1.51	1.57	1.49	1.58	1.90	1.90	1.79	1.68	1.64	1.84	1.69	1.62	1.46
50	3.1	3.6	3.8	3.6	4.0	4.9	4.3	5.5	7.3	6.3	5.1	3.8	4.7
	1.67	1.73	1.65	1.75	2.10	2.10	1.99	1.86	1.73	2.04	1.87	1.79	1.57
100	3.8	4.4	4.5	4.3	4.8	5.9	5.2	6.6	8.5	7.6	6.1	4.5	5.6
	1.83	1.90	1.81	1.92	2.31	2.31	2.18	2.04	1.89	2.24	2.05	1.97	1.71
200	4.6	5.4	5.6	5.3	5.9	7.3	6.4	8.1	9.9	9.3	7.5	5.6	6.9
	1.76	1.82	1.73	1.84	2.21	2.21	2.09	1.95	1.83	2.14	1.96	1.89	1.68
Freq	5.1	5.0	8.8	15.0	11.3	5.7	5.4	6.2	10.2	13.1	8.7	5.4	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.7	2.0	2.0	2.0	2.2	2.8	2.3	3.0	4.1	3.3	2.7	1.9	2.5
	1.46	1.46	1.40	1.48	1.78	1.80	1.65	1.55	1.60	1.73	1.59	1.50	1.39
25	2.3	2.6	2.7	2.6	2.9	3.6	3.1	4.0	5.3	4.4	3.5	2.6	3.4
	1.54	1.55	1.49	1.57	1.88	1.90	1.75	1.64	1.65	1.83	1.69	1.59	1.45
50	2.8	3.2	3.2	3.1	3.5	4.4	3.8	4.9	6.3	5.3	4.3	3.1	4.1
	1.68	1.68	1.61	1.70	2.05	2.07	1.90	1.78	1.73	1.99	1.83	1.72	1.54
100	3.4	3.8	3.9	3.8	4.3	5.3	4.6	5.9	7.5	6.4	5.2	3.8	4.9
	1.91	1.91	1.83	1.94	2.33	2.36	2.17	2.03	1.88	2.26	2.08	1.96	1.70
200	4.1	4.7	4.8	4.6	5.2	6.5	5.6	7.2	8.8	7.9	6.3	4.6	6.0
	1.84	1.84	1.77	1.87	2.25	2.27	2.09	1.96	1.88	2.18	2.01	1.89	1.69
Freq	5.1	5.4	9.6	14.6	10.8	5.5	5.3	6.4	11.2	12.4	8.2	5.3	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	4.8	169	3.4	71	2.9	47	2.3	23
25	5.2	214	4.0	111	3.6	82	3.0	49
50	5.6	257	4.6	150	4.2	117	3.7	78
100	6.0	334	5.5	228	5.0	176	4.4	119
200	6.7	466	6.7	437	6.1	329	5.3	215

Saarbrücken

49° 13' 11" N 07° 06' 44" E UTM 32 E 362528 m N 5453705 m 323 m ü.M.

Standort ist der Flughafen, 10 km östlich des Stadtzentrums. Der Flughafen liegt in ebenem Gelände, das von bewaldeten Hügeln umgeben ist. Das Anemometer befindet sich nördlich der Start- und Landebahn, die Flughafengebäude im Nordost-Sektor.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.01	150	0.20										
30	0.01	250	0.20									-14	
60	0.01	600	0.20									-11	
90	0.01	700	0.30										
120	0.01	1300	0.30										
150	0.01	750	0.30										
180	0.01	700	0.20										
210	0.01	700	0.20										
240	0.01	1000	0.20										
270	0.20											-6	
300	0.01	100	0.20									-24	
330	0.01	100	0.20									-6	

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G. Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	3.6	251	205	263	150	89	29	10	3	0	0	0	0	0	0	2.7	1.81
30	13.4	78	86	180	232	209	113	61	25	12	6	0	0	0	0	4.3	2.35
60	14.8	73	99	185	227	182	105	71	36	14	7	0	0	0	0	4.3	2.16
90	7.2	132	171	235	201	118	71	43	16	8	3	0	0	0	0	3.5	1.81
120	3.5	232	233	230	168	80	38	14	4	1	0	0	0	0	0	2.7	1.72
150	3.3	283	212	249	155	67	20	11	2	1	0	0	0	0	0	2.5	1.73
180	7.7	154	141	190	200	144	81	55	24	5	5	0	0	0	0	3.7	1.93
210	12.9	77	99	163	158	168	123	88	56	31	31	5	2	0	0	4.8	1.94
240	15.8	82	113	176	168	163	121	78	46	24	22	4	1	0	0	4.6	1.93
270	9.7	152	173	188	191	116	86	45	23	13	12	1	0	0	0	3.6	1.69
300	5.0	239	219	215	159	101	34	19	12	1	1	0	0	0	0	2.8	1.62
330	3.1	290	216	251	130	77	26	6	3	1	1	0	0	0	0	2.5	1.66
Total	100.0	128	137	194	188	149	91	56	29	14	11	1	0	0	0	3.9	1.82

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	3.8	3.6	3.4	2.9	2.8	2.2	2.2	2.3	2.3	2.7	3.5	3.7	3.0
3	3.9	3.5	3.4	3.0	2.8	2.3	2.1	2.2	2.3	2.7	3.4	3.9	3.0
6	3.8	3.6	3.4	3.2	3.1	2.5	2.4	2.3	2.5	2.9	3.5	4.0	3.1
9	3.8	3.7	4.0	4.1	4.0	3.5	3.3	3.3	3.2	3.3	3.6	4.0	3.6
12	4.1	4.2	4.5	4.7	4.4	3.8	3.8	3.9	3.9	3.8	4.1	4.3	4.1
15	4.1	4.1	4.4	4.5	4.1	3.8	3.7	3.7	3.7	3.6	3.9	4.1	4.0
18	3.8	3.6	3.6	3.7	3.5	3.2	3.1	2.9	2.6	2.9	3.5	3.8	3.4
21	3.8	3.6	3.4	3.0	2.8	2.3	2.3	2.2	2.5	2.9	3.5	3.8	3.0
Täg	3.9	3.7	3.7	3.6	3.4	2.9	2.8	2.8	2.9	3.1	3.6	3.9	3.4

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.8	7.9	7.7	6.4	4.7	3.9	5.3	6.9	6.9	6.9	6.9	5.7	6.6
	2.05	2.60	2.62	2.31	2.03	2.02	2.14	2.20	2.30	2.08	1.94	1.79	2.12
25	5.3	8.6	8.4	7.0	5.1	4.3	5.7	7.5	7.6	7.6	7.5	6.3	7.3
	2.11	2.69	2.71	2.39	2.09	2.08	2.20	2.28	2.37	2.15	2.00	1.85	2.17
50	5.7	9.3	9.0	7.5	5.5	4.6	6.2	8.1	8.2	8.1	8.1	6.7	7.8
	2.17	2.76	2.78	2.45	2.15	2.14	2.26	2.33	2.43	2.20	2.05	1.89	2.22
100	6.1	10.1	9.8	8.2	6.0	4.9	6.7	8.8	8.9	8.8	8.8	7.3	8.5
	2.10	2.67	2.69	2.37	2.08	2.07	2.19	2.26	2.35	2.13	1.99	1.83	2.16
200	6.8	11.1	10.8	9.0	6.6	5.5	7.4	9.7	9.8	9.7	9.7	8.0	9.4
	1.99	2.53	2.55	2.25	1.97	1.96	2.08	2.14	2.23	2.02	1.88	1.74	2.06
Freq	3.4	9.5	14.3	10.2	5.0	3.4	6.0	11.0	14.6	11.9	6.9	4.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.4	5.7	5.2	4.1	3.0	2.7	3.8	5.0	4.8	4.9	4.7	3.6	4.6
	1.74	2.27	2.17	1.83	1.67	1.67	1.85	1.89	1.91	1.69	1.61	1.53	1.79
25	4.0	6.8	6.2	4.9	3.6	3.2	4.6	6.0	5.7	5.9	5.7	4.4	5.5
	1.88	2.45	2.34	1.98	1.81	1.81	2.00	2.04	2.06	1.82	1.74	1.65	1.92
50	4.7	7.9	7.2	5.7	4.2	3.8	5.3	6.9	6.6	6.8	6.6	5.1	6.4
	2.11	2.76	2.63	2.22	2.03	2.03	2.25	2.29	2.32	2.05	1.95	1.85	2.14
100	5.6	9.3	8.5	6.7	5.0	4.5	6.3	8.2	7.8	8.1	7.8	6.0	7.6
	2.25	2.94	2.80	2.36	2.16	2.16	2.40	2.44	2.47	2.18	2.08	1.97	2.26
200	6.9	11.6	10.6	8.3	6.2	5.6	7.9	10.2	9.7	10.1	9.7	7.5	9.5
	2.15	2.81	2.67	2.26	2.06	2.06	2.29	2.33	2.36	2.08	1.98	1.88	2.17
Freq	3.5	11.9	14.7	8.4	4.0	3.3	7.1	12.2	15.4	10.3	5.7	3.5	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.9	5.0	4.5	3.4	2.5	2.3	3.4	4.4	4.1	4.3	4.1	3.0	4.0
	1.73	2.33	2.12	1.79	1.68	1.69	1.87	1.91	1.91	1.68	1.61	1.55	1.79
25	3.6	6.2	5.5	4.2	3.1	2.9	4.2	5.4	5.1	5.3	5.1	3.8	5.0
	1.85	2.49	2.27	1.92	1.79	1.80	2.01	2.05	2.04	1.79	1.72	1.66	1.91
50	4.3	7.3	6.5	4.9	3.7	3.4	4.9	6.4	6.0	6.3	6.0	4.4	5.9
	2.05	2.76	2.52	2.12	1.99	1.99	2.22	2.26	2.26	1.99	1.90	1.83	2.09
100	5.1	8.6	7.7	5.8	4.4	4.1	5.9	7.6	7.1	7.5	7.2	5.3	7.0
	2.25	3.03	2.76	2.33	2.18	2.19	2.44	2.49	2.49	2.18	2.09	2.01	2.27
200	6.3	10.6	9.5	7.2	5.4	5.1	7.2	9.4	8.8	9.2	8.8	6.6	8.6
	2.15	2.90	2.65	2.23	2.09	2.10	2.33	2.38	2.38	2.09	2.00	1.93	2.19
Freq	3.6	12.7	14.9	7.7	3.7	3.3	7.5	12.7	15.7	9.7	5.2	3.3	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.6	3.9	3.5	2.6	1.9	2.0	2.8	3.5	3.2	3.4	3.2	2.3	3.2
	1.73	2.30	2.12	1.81	1.68	1.63	1.87	1.93	1.90	1.67	1.59	1.63	1.81
25	3.5	5.2	4.6	3.4	2.5	2.6	3.7	4.6	4.3	4.5	4.2	3.0	4.2
	1.83	2.44	2.24	1.92	1.78	1.73	1.98	2.04	2.02	1.77	1.69	1.73	1.90
50	4.2	6.3	5.5	4.1	3.1	3.2	4.4	5.5	5.2	5.4	5.1	3.7	5.1
	1.99	2.65	2.44	2.08	1.93	1.88	2.15	2.22	2.19	1.92	1.83	1.87	2.05
100	5.1	7.5	6.6	4.9	3.7	3.8	5.4	6.6	6.2	6.6	6.2	4.5	6.1
	2.27	3.02	2.78	2.38	2.20	2.14	2.45	2.53	2.50	2.19	2.08	2.13	2.29
200	6.2	9.2	8.1	6.0	4.5	4.7	6.6	8.1	7.6	8.0	7.5	5.5	7.5
	2.19	2.91	2.68	2.29	2.12	2.06	2.36	2.44	2.41	2.11	2.01	2.05	2.22
Freq	4.2	13.7	14.3	6.9	3.5	3.7	8.1	13.2	14.9	9.3	5.0	3.2	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	5.9	225	4.1	91	3.6	60	2.8	29
25	6.4	288	4.9	144	4.4	106	3.7	63
50	6.9	350	5.7	202	5.2	156	4.5	103
100	7.5	457	6.8	322	6.2	246	5.4	164
200	8.3	647	8.4	642	7.6	478	6.6	307

Stuttgart

48° 41' 00" N 09° 13' 00" E UTM 32 E 515948 m N 5392383 m 373 m ü.M.

Standort ist der Flughafen, 10 km südlich des Stadtzentrums von Stuttgart auf einer Hochebene. Das den Flughafen umgebende Gelände ist gekennzeichnet durch Hügel, Wälder und viele Dörfer. Die Stadt Bernhausen reicht bis an die Südgrenze des Flughafens, wo sich das Anemometer befindet. Außerhalb des südlichen Sektors ist das Gelände um das Anemometer offen und flach.

Sekt	z ₀₁	x ₁	z ₀₂	x ₂	z ₀₃	x ₃	z ₀₄	x ₄	z ₀₅	x ₅	z ₀₆	Proz	Grad
0	0.01	500	0.10	1100	0.30								
30	0.01	600	0.10										
60	0.01	1000	0.10	3000	0.30								
90	0.01	2500	0.10										
120	0.01	300	0.10										
150	0.01	150	0.10										
180	0.01	150	0.10	500	0.30							-10	
210	0.01	50	0.10	300	0.30							-20	
240	0.01	100	0.10	600	0.20							-12	
270	0.01	2400	0.10	5000	0.20								
300	0.01	1800	0.10	3000	0.20								
330	0.01	500	0.10										

Höhe des Anemometers: 10.0 m ü.G. Periode: 72010103–81123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	7.1	327	179	242	156	68	21	5	1	1	0	0	0	0	0	2.5	1.74
30	6.6	297	220	245	144	59	22	9	3	1	0	0	0	0	0	2.4	1.67
60	6.1	329	191	164	123	92	54	24	17	5	1	1	0	0	0	2.6	1.35
90	9.1	304	261	163	108	72	49	25	11	4	2	0	0	0	0	2.4	1.26
120	5.5	417	289	147	72	42	19	7	4	2	1	0	0	0	0	1.8	1.17
150	3.6	569	263	118	32	13	2	2	0	1	0	0	0	0	0	1.2	1.15
180	4.6	496	282	148	51	20	2	1	0	0	0	0	0	0	0	1.5	1.32
210	7.1	314	261	199	110	60	29	17	8	1	0	0	0	0	0	2.2	1.36
240	20.6	146	161	174	159	123	90	61	39	19	20	8	2	0	0	4.0	1.55
270	12.1	245	167	123	128	97	76	62	39	24	26	9	4	2	0	3.7	1.32
300	9.5	334	190	139	107	80	56	44	22	12	12	3	0	0	0	2.7	1.19
330	7.9	292	193	189	150	97	46	20	8	3	1	0	0	0	0	2.7	1.54
Total	100.0	294	207	171	124	81	51	32	19	9	9	3	1	0	0	2.8	1.24

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	2.4	1.9	2.2	2.2	1.6	1.5	1.6	1.3	1.3	1.5	2.2	2.5	1.8
3	2.4	1.8	2.0	2.0	1.4	1.5	1.4	1.0	1.2	1.5	2.3	2.5	1.8
6	2.2	2.0	2.0	2.0	1.5	1.6	1.4	1.0	1.2	1.5	2.2	2.6	1.8
9	2.4	2.3	2.8	3.2	3.0	2.9	2.7	2.2	2.2	2.2	2.6	2.6	2.6
12	3.0	2.9	3.8	4.1	3.9	3.5	3.5	3.1	3.0	3.1	3.4	3.2	3.4
15	3.0	3.1	4.2	4.5	3.9	3.7	3.7	3.4	3.2	3.2	3.3	3.1	3.5
18	2.5	2.4	3.1	3.6	3.4	3.0	3.1	2.5	2.1	2.2	2.6	2.7	2.8
21	2.4	2.0	2.4	2.3	1.9	1.7	1.9	1.6	1.5	1.7	2.4	2.5	2.0
Täg	2.5	2.3	2.8	3.0	2.6	2.4	2.4	2.0	2.0	2.1	2.6	2.7	2.5

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.9	3.6	3.8	3.6	3.0	2.5	2.9	4.3	6.7	6.1	4.5	4.0	4.5
	1.92	1.96	1.65	1.53	1.43	1.36	1.44	1.53	1.78	1.68	1.45	1.60	1.42
25	4.3	4.0	4.2	3.9	3.3	2.8	3.2	4.8	7.3	6.7	5.0	4.4	4.9
	1.99	2.02	1.71	1.58	1.48	1.40	1.48	1.58	1.83	1.73	1.50	1.64	1.46
50	4.6	4.3	4.5	4.2	3.6	3.0	3.4	5.2	7.9	7.2	5.4	4.7	5.3
	2.04	2.07	1.75	1.62	1.51	1.44	1.52	1.62	1.88	1.77	1.54	1.69	1.49
100	4.9	4.6	4.8	4.6	3.9	3.2	3.7	5.6	8.6	7.8	5.8	5.1	5.7
	1.98	2.01	1.69	1.57	1.47	1.39	1.48	1.57	1.82	1.72	1.49	1.63	1.45
200	5.5	5.1	5.3	5.0	4.3	3.5	4.1	6.1	9.4	8.6	6.4	5.6	6.3
	1.87	1.90	1.61	1.49	1.39	1.32	1.40	1.49	1.73	1.63	1.41	1.55	1.39
Freq	7.4	6.8	6.3	7.9	6.9	4.3	4.2	6.2	15.7	15.4	10.4	8.6	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.7	2.5	2.7	2.3	1.9	1.7	2.2	3.2	4.7	3.9	2.8	2.8	3.1
	1.64	1.64	1.35	1.26	1.16	1.19	1.27	1.33	1.52	1.35	1.20	1.46	1.24
25	3.2	3.0	3.2	2.8	2.3	2.1	2.6	3.8	5.7	4.7	3.5	3.4	3.7
	1.77	1.77	1.45	1.36	1.24	1.28	1.36	1.43	1.64	1.46	1.29	1.57	1.32
50	3.7	3.5	3.8	3.3	2.8	2.4	3.1	4.5	6.6	5.5	4.1	3.9	4.4
	1.99	1.99	1.62	1.52	1.39	1.44	1.52	1.60	1.85	1.63	1.44	1.76	1.45
100	4.4	4.1	4.5	4.0	3.3	2.9	3.7	5.4	7.9	6.5	4.9	4.7	5.2
	2.12	2.12	1.73	1.62	1.48	1.52	1.62	1.70	1.96	1.74	1.53	1.88	1.52
200	5.5	5.2	5.6	4.9	4.1	3.6	4.6	6.7	9.8	8.1	6.0	5.8	6.5
	2.02	2.03	1.65	1.55	1.42	1.46	1.55	1.63	1.88	1.66	1.47	1.79	1.47
Freq	7.2	6.7	6.2	8.8	5.9	3.8	4.4	6.8	19.1	13.4	9.8	8.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.3	2.2	2.4	2.0	1.7	1.4	2.0	2.9	4.2	3.2	2.4	2.5	2.7
	1.70	1.61	1.34	1.27	1.18	1.17	1.32	1.37	1.53	1.32	1.20	1.51	1.24
25	2.9	2.7	3.0	2.5	2.1	1.8	2.5	3.6	5.2	4.0	3.0	3.1	3.4
	1.81	1.73	1.43	1.36	1.26	1.25	1.41	1.46	1.64	1.41	1.28	1.62	1.32
50	3.4	3.2	3.5	3.0	2.5	2.1	2.9	4.2	6.1	4.8	3.6	3.6	4.0
	2.01	1.91	1.58	1.50	1.39	1.38	1.56	1.62	1.81	1.56	1.41	1.79	1.43
100	4.1	3.8	4.2	3.7	3.1	2.6	3.5	5.1	7.3	5.8	4.4	4.3	4.8
	2.20	2.10	1.73	1.65	1.52	1.51	1.71	1.77	1.99	1.71	1.54	1.96	1.54
200	5.0	4.7	5.2	4.5	3.8	3.2	4.3	6.3	9.0	7.1	5.3	5.3	5.9
	2.11	2.01	1.65	1.58	1.46	1.45	1.64	1.70	1.90	1.63	1.48	1.88	1.49
Freq	7.1	6.7	6.1	9.1	5.5	3.6	4.5	7.0	20.4	12.6	9.5	7.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.8	1.7	1.8	1.6	1.4	1.1	1.6	2.5	3.2	2.5	1.9	1.9	2.1
	1.63	1.55	1.33	1.32	1.21	1.15	1.30	1.37	1.52	1.31	1.23	1.53	1.26
25	2.4	2.3	2.4	2.2	1.8	1.5	2.2	3.3	4.3	3.3	2.6	2.6	2.8
	1.73	1.64	1.41	1.40	1.28	1.22	1.37	1.46	1.62	1.38	1.30	1.62	1.31
50	2.9	2.8	3.0	2.7	2.2	1.9	2.7	4.0	5.2	4.0	3.1	3.1	3.5
	1.88	1.78	1.52	1.52	1.39	1.31	1.49	1.58	1.75	1.50	1.40	1.76	1.41
100	3.5	3.3	3.6	3.3	2.7	2.3	3.3	4.8	6.3	4.9	3.8	3.8	4.2
	2.14	2.03	1.73	1.73	1.58	1.49	1.69	1.79	1.99	1.71	1.60	2.00	1.56
200	4.3	4.1	4.4	4.0	3.3	2.8	4.0	5.9	7.7	6.0	4.7	4.6	5.2
	2.06	1.96	1.67	1.66	1.52	1.44	1.63	1.73	1.92	1.64	1.54	1.93	1.51
Freq	7.1	6.5	6.6	8.6	5.2	3.6	4.8	8.6	20.1	11.8	9.3	7.8	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	4.1	122	2.9	54	2.5	36	2.0	17
25	4.5	155	3.4	83	3.1	61	2.6	36
50	4.8	186	4.0	110	3.6	86	3.2	57
100	5.2	247	4.7	170	4.3	131	3.8	86
200	5.8	356	5.9	347	5.4	259	4.7	165

Weißenburg

49° 01' 13" N 10° 57' 42" E UTM 32 E 643425 m N 5431672 m 422 m ü.M.

Wetterstation am südlichen Ende der Stadt Weißenburg. Die Landschaft ist hügelig, hat jedoch ein offenes Erscheinungsbild. Es existieren viele Gebäude in der Nähe des Anemometers.

Sekt	z01	x1	z02	x2	z03	x3	z04	x4	z05	x5	z06	Proz	Grad
0	0.03	800	0.20	1250	0.05							-22	13
30	0.03	150	0.30	3000	0.15							15	6
60	0.03	100	0.30	2500	0.10							16	-7
90	0.01	100	0.30	300	0.05	800	0.30					-4	-15
120	0.30	200	0.05	700	0.30							-28	-10
150	0.30	200	0.05	750	0.30							-29	11
180	0.03	1100	0.20									-16	14
210	0.03	250	0.30	1000	0.10								6
240	0.03	2000	0.10									1	-6
270	0.03	1750	0.10									-24	-13
300	0.03	3000	0.10									-37	-7
330	0.03	1500	0.10									-27	9

Höhe des Anemometers: 10.1 m ü.G. Periode: 71010103–80123121

Sekt	Freq	<1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	15	17	>17	A	k
0	3.5	313	317	254	97	14	4	0	0	0	0	0	0	0	0	2.0	1.83
30	8.6	231	253	272	174	57	11	2	1	0	0	0	0	0	0	2.5	2.00
60	6.3	221	201	207	183	118	49	16	3	1	1	0	0	0	0	2.9	1.81
90	5.1	279	210	193	145	89	34	28	8	10	4	0	0	0	0	2.7	1.42
120	4.2	296	173	153	97	65	50	59	37	29	34	5	1	0	0	3.1	1.13
150	6.2	421	180	160	99	54	31	22	16	7	8	2	1	0	0	2.2	1.07
180	11.6	337	173	183	143	85	46	22	7	3	1	0	0	0	0	2.6	1.46
210	25.6	253	168	188	156	104	60	36	16	10	7	1	0	0	0	3.1	1.49
240	11.0	225	136	136	141	125	92	59	32	29	21	4	0	0	0	3.9	1.56
270	9.6	231	157	164	145	122	74	53	26	15	11	1	0	0	0	3.5	1.53
300	4.2	301	213	168	149	87	47	18	11	3	3	0	0	0	0	2.6	1.43
330	4.2	333	307	201	98	44	11	4	1	1	0	0	0	0	0	2.0	1.47
Total	100.0	275	189	187	144	91	50	31	15	10	8	1	0	0	0	2.9	1.39

UTC	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0	2.8	2.3	2.4	2.1	1.8	1.3	1.3	1.5	1.6	2.0	2.8	3.0	2.1
3	2.9	2.2	2.2	2.0	1.6	1.3	1.3	1.3	1.4	1.8	2.8	2.8	2.0
6	2.9	2.3	2.3	2.0	1.7	1.6	1.6	1.4	1.5	1.8	2.9	3.1	2.1
9	2.9	2.4	3.1	3.1	3.0	2.8	2.8	2.4	2.4	2.5	3.1	3.1	2.8
12	3.2	3.0	3.7	3.8	3.4	3.3	3.2	3.1	3.1	3.2	3.5	3.4	3.3
15	3.1	3.0	3.7	3.8	3.5	3.3	3.2	3.1	3.0	3.0	3.1	3.2	3.3
18	2.8	2.3	2.6	2.7	2.6	2.4	2.3	2.1	2.0	2.0	2.9	3.2	2.5
21	2.8	2.4	2.6	2.1	2.0	1.5	1.4	1.6	1.6	2.1	3.0	3.2	2.2
Täg	2.9	2.5	2.8	2.7	2.4	2.2	2.2	2.1	2.1	2.3	3.0	3.1	2.5

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.1	4.0	4.4	5.4	6.6	6.5	5.8	5.5	5.5	6.7	6.8	5.3	5.6
	1.99	2.29	2.11	1.87	1.25	1.33	1.60	1.76	1.76	1.80	1.71	1.53	1.51
25	4.5	4.4	4.8	5.9	7.2	7.1	6.4	6.0	6.0	7.3	7.5	5.8	6.2
	2.05	2.36	2.18	1.92	1.27	1.35	1.65	1.81	1.81	1.86	1.76	1.58	1.54
50	4.8	4.7	5.2	6.3	7.7	7.6	6.9	6.4	6.4	7.8	8.0	6.2	6.6
	2.11	2.42	2.24	1.98	1.29	1.38	1.70	1.86	1.86	1.90	1.80	1.62	1.58
100	5.2	5.1	5.6	6.9	8.3	8.1	7.4	7.0	7.0	8.5	8.7	6.7	7.2
	2.04	2.35	2.17	1.91	1.28	1.36	1.64	1.80	1.80	1.85	1.76	1.57	1.55
200	5.8	5.7	6.2	7.6	8.8	8.7	8.2	7.7	7.7	9.4	9.5	7.4	7.9
	1.93	2.22	2.05	1.81	1.26	1.32	1.56	1.71	1.71	1.75	1.67	1.49	1.50
Freq	5.2	5.5	4.8	4.8	5.9	8.9	13.6	16.5	11.4	8.9	8.3	6.2	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.8	2.8	3.2	3.8	5.0	4.3	3.9	3.7	3.9	4.7	4.7	3.2	3.9
	1.76	1.90	1.76	1.55	1.15	1.20	1.42	1.49	1.52	1.52	1.44	1.35	1.31
25	3.4	3.4	3.9	4.6	5.8	5.1	4.7	4.5	4.8	5.7	5.7	3.8	4.7
	1.90	2.05	1.90	1.67	1.18	1.25	1.52	1.60	1.63	1.64	1.53	1.45	1.39
50	3.9	3.9	4.5	5.4	6.6	5.9	5.5	5.3	5.5	6.6	6.6	4.5	5.4
	2.14	2.31	2.14	1.87	1.23	1.34	1.71	1.80	1.83	1.84	1.69	1.63	1.52
100	4.6	4.7	5.4	6.4	7.5	6.9	6.5	6.3	6.6	7.9	7.8	5.4	6.5
	2.28	2.46	2.28	1.99	1.30	1.44	1.82	1.92	1.96	1.96	1.81	1.73	1.64
200	5.8	5.8	6.7	8.0	8.5	8.1	8.1	7.8	8.2	9.8	9.4	6.6	7.9
	2.18	2.35	2.17	1.90	1.27	1.39	1.74	1.83	1.87	1.87	1.74	1.65	1.61
Freq	5.1	5.7	4.3	5.1	6.2	10.1	14.9	17.1	8.8	9.4	7.7	5.7	100.0

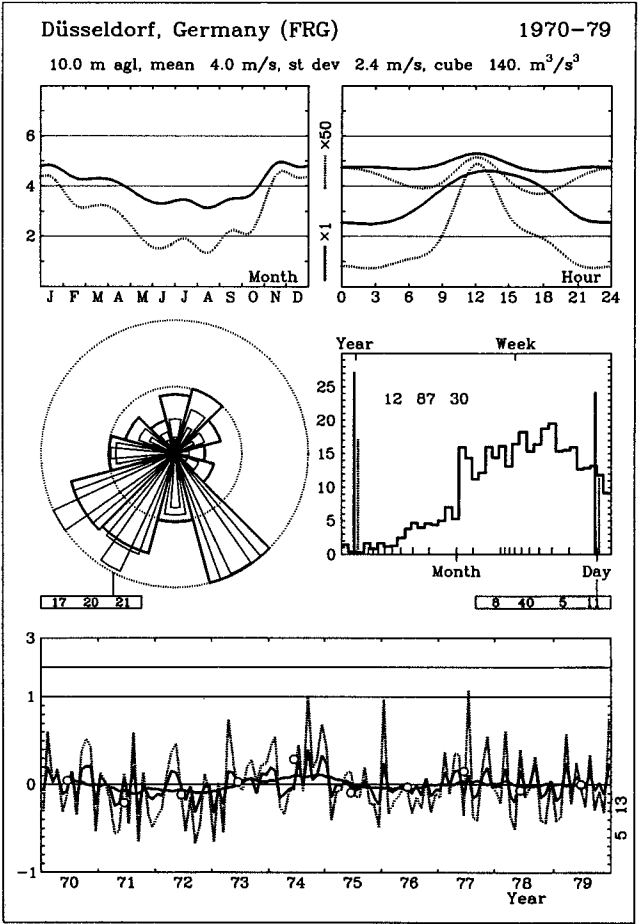
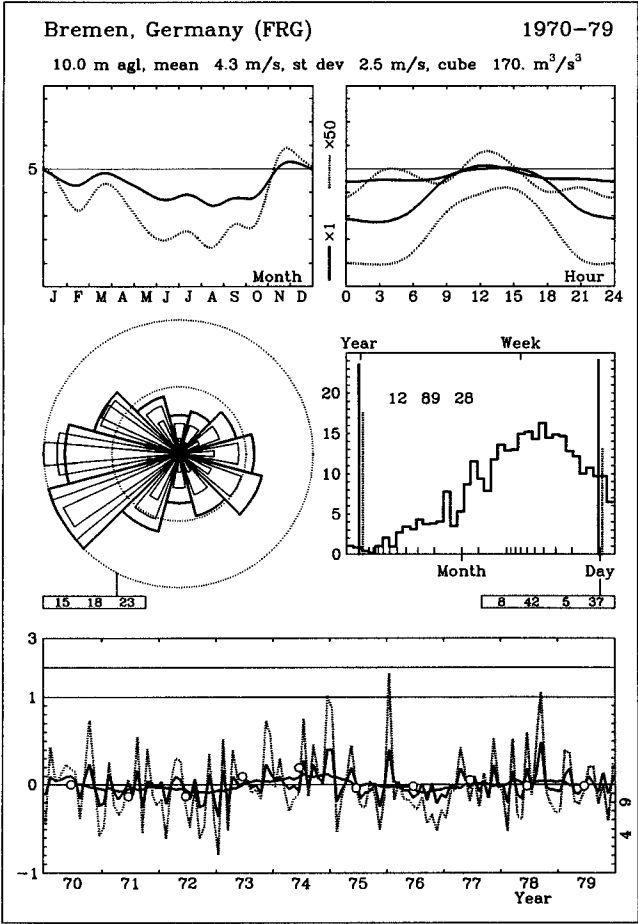
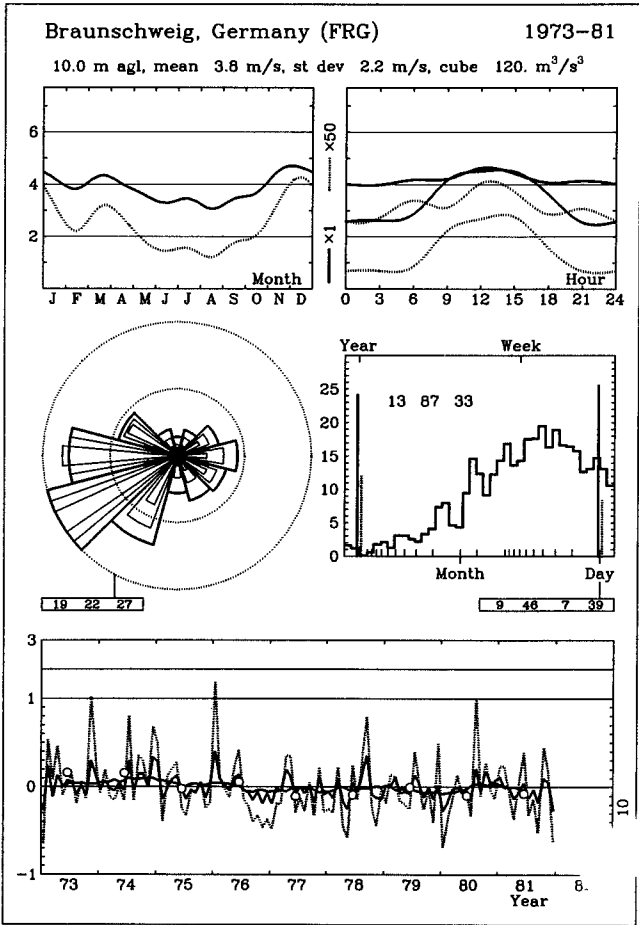
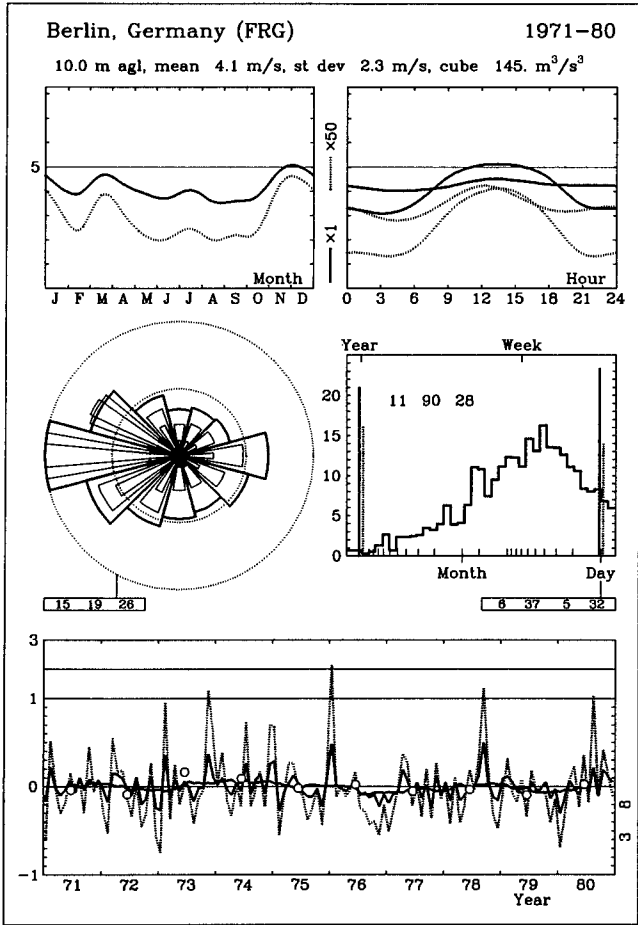
Rauhigkeitsklasse 2

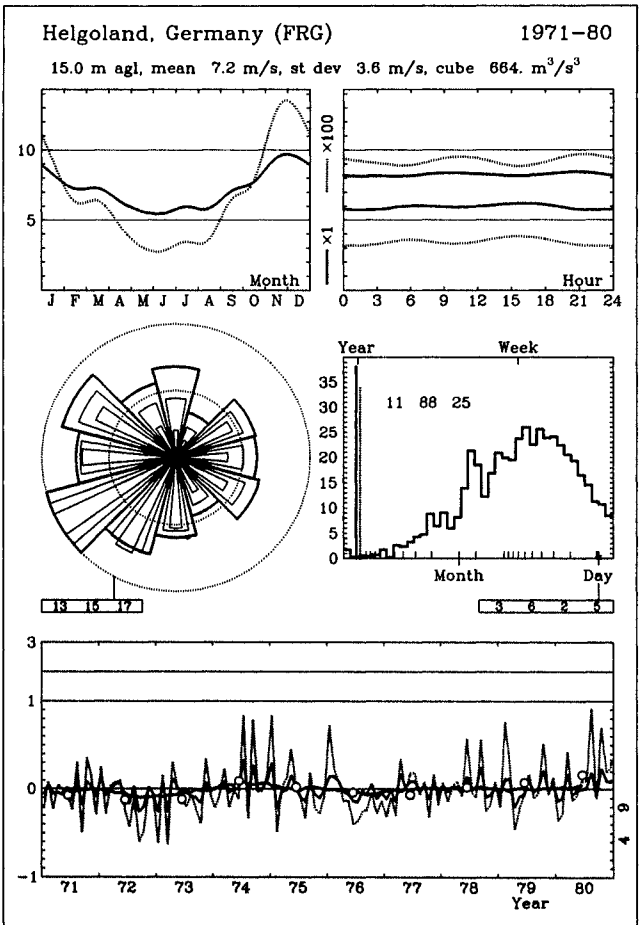
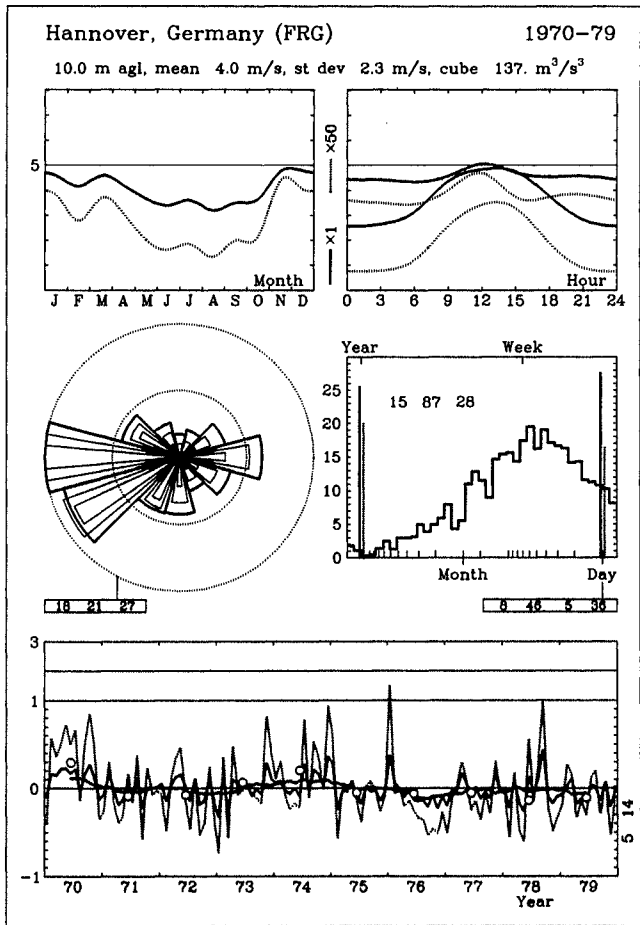
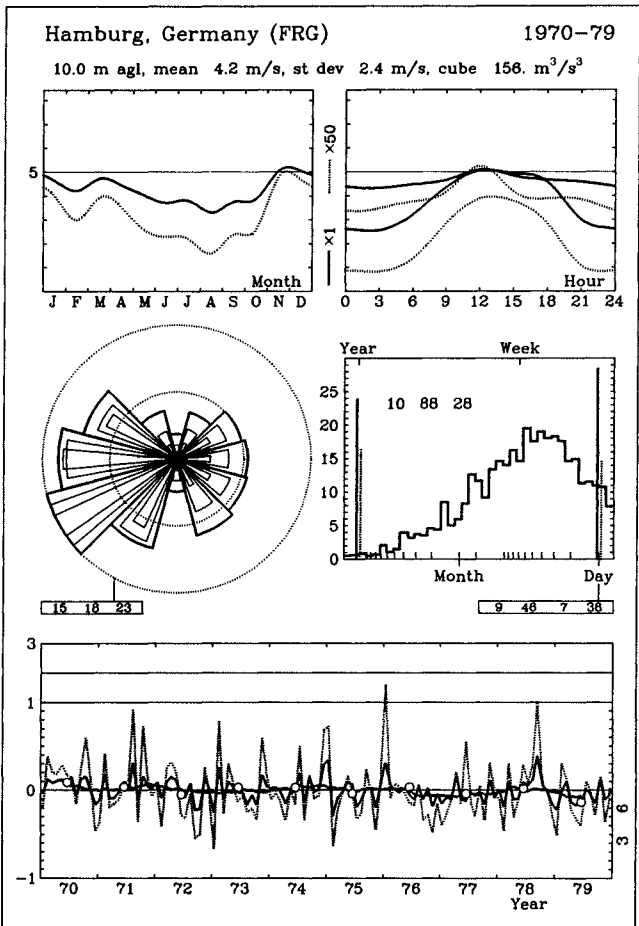
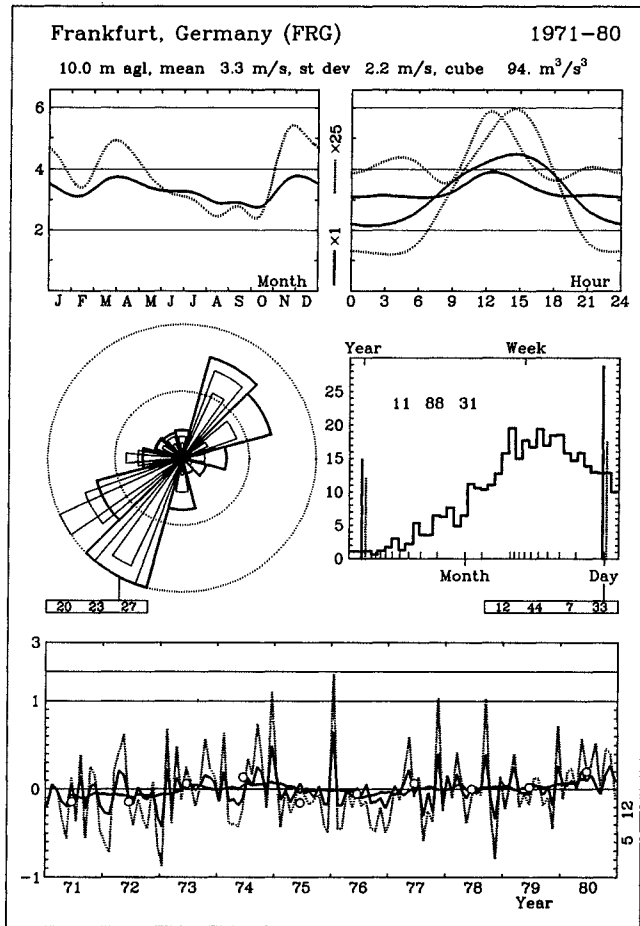
z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.4	2.5	2.9	3.4	4.4	3.7	3.4	3.2	3.5	4.2	4.1	2.7	3.4
	1.78	1.98	1.80	1.54	1.17	1.21	1.44	1.48	1.54	1.53	1.44	1.47	1.31
25	3.0	3.0	3.6	4.2	5.4	4.6	4.2	4.0	4.4	5.2	5.1	3.3	4.2
	1.91	2.12	1.93	1.65	1.19	1.26	1.54	1.58	1.65	1.64	1.52	1.57	1.38
50	3.5	3.6	4.2	4.9	6.2	5.3	4.9	4.8	5.2	6.1	6.0	4.0	5.0
	2.11	2.35	2.13	1.83	1.23	1.33	1.70	1.74	1.82	1.81	1.65	1.74	1.50
100	4.2	4.3	5.0	5.9	7.1	6.3	5.9	5.7	6.2	7.3	7.1	4.7	5.9
	2.32	2.58	2.34	2.01	1.30	1.46	1.87	1.92	2.00	1.99	1.82	1.91	1.64
200	5.2	5.3	6.2	7.3	8.1	7.4	7.3	7.0	7.6	9.0	8.6	5.8	7.2
	2.22	2.47	2.24	1.92	1.29	1.41	1.79	1.83	1.92	1.90	1.75	1.83	1.62
Freq	5.0	5.8	4.2	5.2	6.2	10.6	15.3	17.4	7.8	9.6	7.5	5.5	100.0

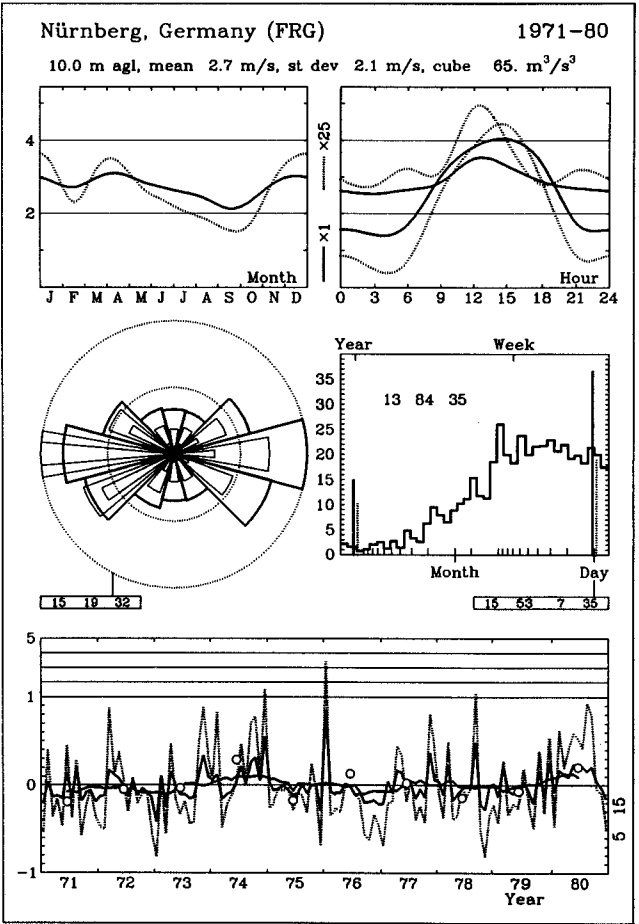
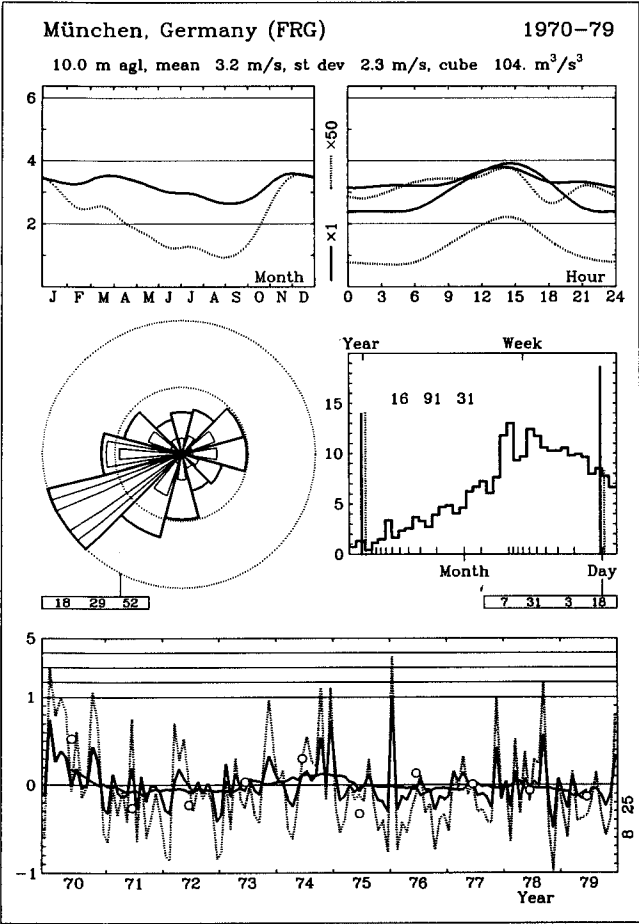
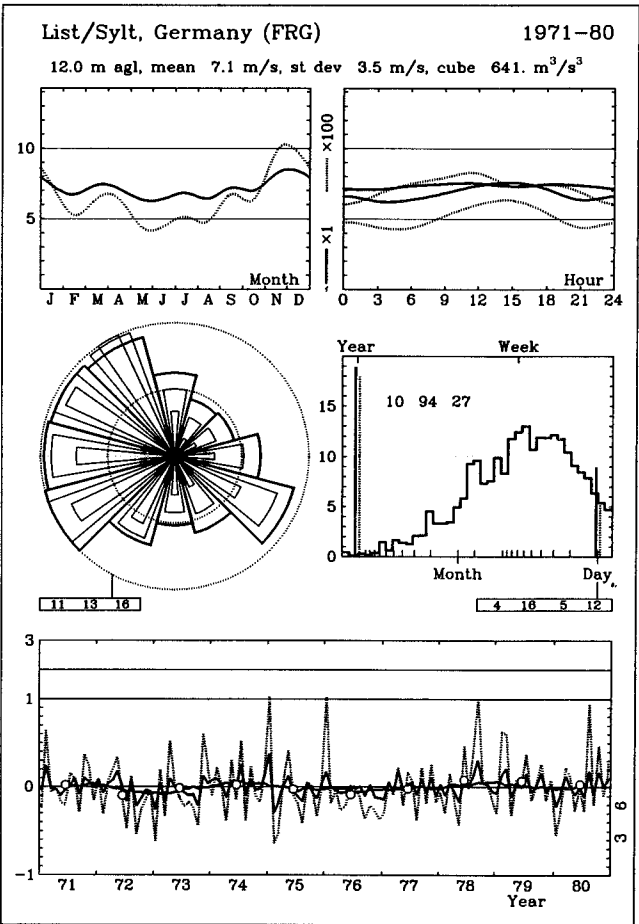
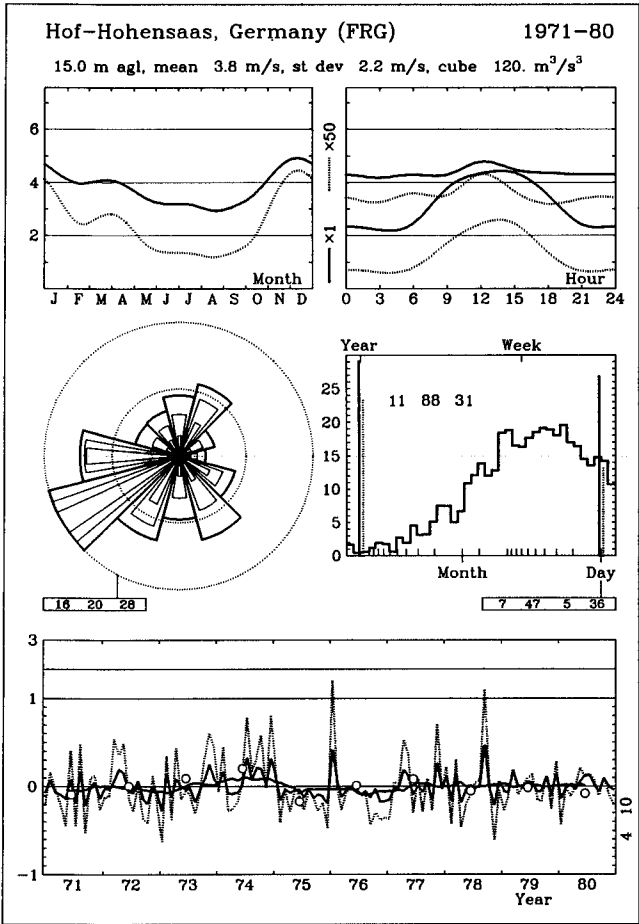
Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.9	2.0	2.3	2.8	3.4	2.8	2.6	2.6	2.8	3.3	3.2	2.0	2.7
	1.81	1.88	1.72	1.43	1.17	1.22	1.47	1.51	1.54	1.53	1.40	1.53	1.32
25	2.5	2.6	3.1	3.7	4.4	3.7	3.5	3.4	3.8	4.3	4.2	2.7	3.5
	1.92	1.99	1.82	1.51	1.19	1.27	1.55	1.60	1.63	1.62	1.48	1.62	1.38
50	3.1	3.2	3.7	4.4	5.3	4.5	4.3	4.2	4.6	5.3	5.0	3.3	4.3
	2.08	2.17	1.98	1.64	1.23	1.34	1.69	1.74	1.77	1.75	1.58	1.76	1.48
100	3.7	3.8	4.5	5.4	6.2	5.5	5.2	5.1	5.6	6.4	6.1	4.0	5.2
	2.37	2.47	2.25	1.87	1.29	1.48	1.92	1.98	2.02	1.99	1.78	2.00	1.64
200	4.6	4.7	5.5	6.6	7.2	6.5	6.3	6.2	6.8	7.8	7.3	4.8	6.3
	2.29	2.38	2.17	1.80	1.31	1.46	1.85	1.91	1.95	1.92	1.73	1.93	1.63
Freq	5.1	5.5	4.2	5.3	6.8	11.7	15.6	16.0	7.7	9.4	7.4	5.4	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	5.1	217	3.6	95	3.1	63	2.5	30
25	5.6	275	4.3	146	3.8	107	3.2	64
50	6.0	328	4.9	193	4.5	150	3.9	100
100	6.5	425	5.8	284	5.3	219	4.7	150
200	7.1	593	7.1	536	6.5	405	5.7	268







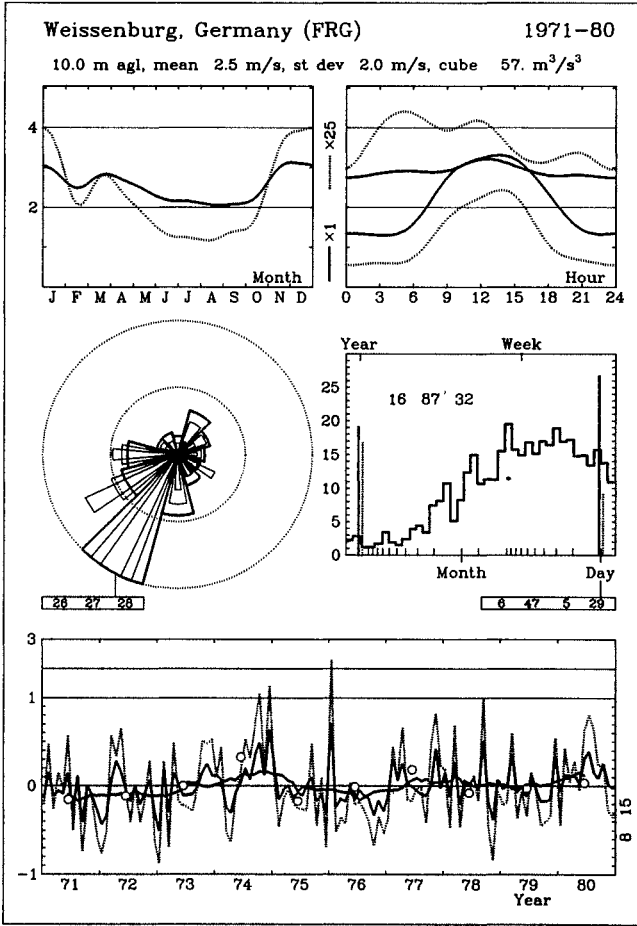
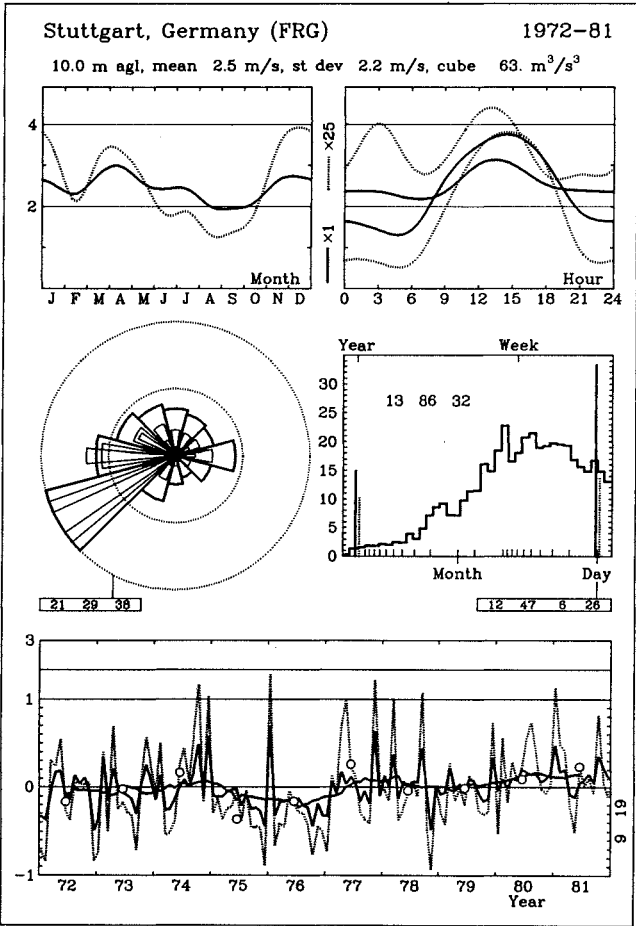
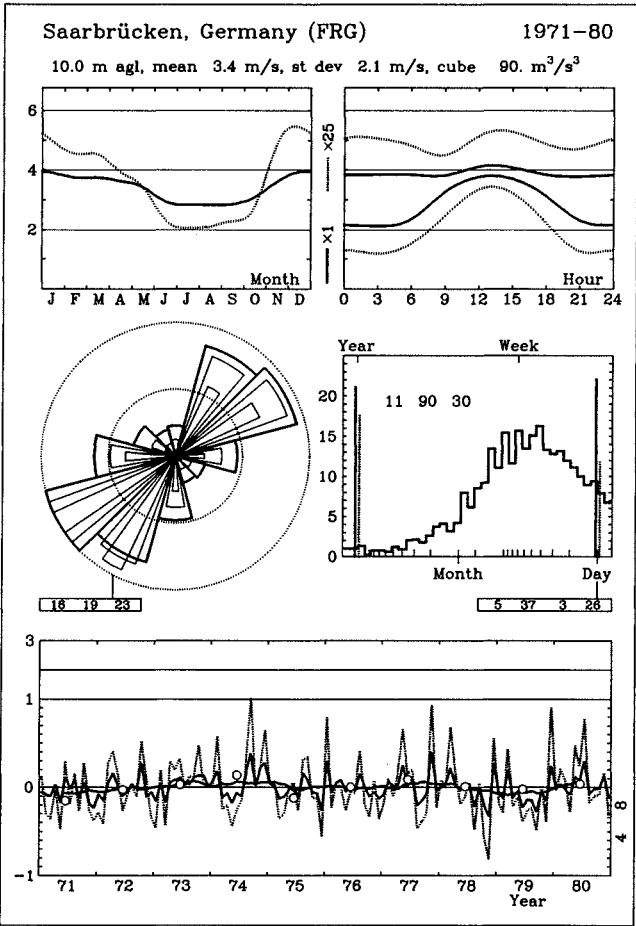


Tabelle 7.3. Statistiken der Radiosonden-Stationen (s. auch Beschreibung in Tabelle 7.2). In der Tabelle sind die beobachteten Verteilungen dargestellt: die Weibull-Parameter A und k für die gesamte Windgeschwindigkeits-Verteilung und die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit bzw. ihres quadratischen und kubischen Mittelwertes. Die Indices d und e beziehen sich auf Werte, die aus der beobachteten Häufigkeitsverteilung bzw. aus den Weibull-Parametern errechnet wurden.

	A m s^{-1}	k	\bar{u}_d m s^{-1}	\bar{u}_e m s^{-1}	$\overline{u_d^2}$ m^2s^{-2}	$\overline{u_e^2}$ m^2s^{-2}	$\overline{u_d^3}$ m^3s^{-3}	$\overline{u_e^3}$ m^3s^{-3}
Belgien								
Ukkel	10.9	1.79	9.9	9.7	127.0	126.4	1986	1984
Dänemark								
Risø	11.4	1.72	10.3	10.2	141.5	141.5	2402	2401
Frankreich								
Ajaccio	6.3	1.45	6.0	5.7	50.0	48.6	533	533
Bordeaux	10.2	1.63	9.4	9.1	116.9	115.3	1820	1819
Brest	12.4	1.86	11.2	11.0	159.7	157.9	2725	2723
Lyon	10.0	1.58	9.3	8.9	114.9	113.4	1806	1805
Nancy	10.7	1.64	9.9	9.5	128.0	126.3	2075	2073
Nantes	11.2	1.84	10.2	9.9	131.2	129.5	2036	2034
Nîmes	10.9	1.69	10.0	9.7	131.1	128.9	2108	2107
Toulouse	8.9	1.48	8.4	8.0	95.9	94.7	1432	1431
Trappes	11.6	1.77	10.7	10.4	146.2	144.1	2435	2433
Deutschland (BRD)								
Emden	11.4	1.82	10.1	10.1	136.5	136.3	2210	2208
Essen	10.6	1.61	9.6	9.5	127.8	126.8	2114	2112
Hannover	10.8	1.63	9.9	9.7	133.6	131.2	2207	2205
München	8.0	1.26	7.7	7.5	93.5	91.7	1526	1525
Schleswig	11.8	1.77	10.5	10.5	146.8	146.7	2501	2499
Stuttgart	8.7	1.40	8.1	7.9	96.6	95.4	1498	1498
Griechenland								
Athen	9.0	1.65	8.4	8.0	91.7	89.6	1238	1237
Heraklion	11.6	1.77	10.4	10.3	143.8	143.7	2423	2421
Irland								
Valentia	13.6	2.07	11.8	12.0	180.5	182.1	3223	3221
Italien								
Brindisi	9.2	1.58	8.4	8.2	96.4	95.9	1402	1401
Cagliari	9.4	1.58	8.3	8.4	100.7	101.2	1523	1522
Rom	7.5	1.53	7.0	6.8	66.9	66.4	823	823
Udine	6.2	1.44	5.8	5.6	47.3	47.7	521	521
Großbritannien								
Aughton	12.5	1.79	11.1	11.1	164.6	165.6	2984	2982
Camborne	12.7	1.87	11.2	11.3	164.7	166.3	2941	2939
Crawley	12.3	1.78	11.0	10.9	160.1	160.2	2848	2846
Hemsby	11.9	1.78	10.6	10.6	148.4	149.2	2557	2555
Lerwick	13.0	1.87	11.4	11.5	172.3	173.4	3131	3129
Stornoway	13.1	1.81	11.6	11.7	179.9	180.6	3376	3373

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.8	6.2	7.0	6.6	6.3	6.4	8.0	9.4	10.0	9.8	8.8	7.1	8.3
	1.67	1.81	1.76	1.73	1.88	1.76	1.96	2.10	2.14	2.15	2.07	1.75	1.87
25	6.3	6.8	7.7	7.3	6.9	7.1	8.7	10.2	10.9	10.6	9.6	7.8	9.1
	1.73	1.87	1.82	1.78	1.94	1.82	2.03	2.14	2.18	2.19	2.13	1.80	1.91
50	6.8	7.3	8.3	7.8	7.4	7.6	9.4	10.9	11.6	11.4	10.3	8.4	9.7
	1.77	1.92	1.87	1.83	1.99	1.87	2.08	2.20	2.24	2.26	2.19	1.85	1.96
100	7.4	7.9	8.9	8.5	8.0	8.2	10.2	11.8	12.5	12.2	11.1	9.1	10.5
	1.71	1.86	1.81	1.77	1.92	1.81	2.01	2.15	2.20	2.21	2.13	1.79	1.92
200	8.1	8.7	9.9	9.3	8.9	9.1	11.2	12.8	13.5	13.3	12.2	10.0	11.5
	1.62	1.76	1.71	1.68	1.82	1.71	1.90	2.07	2.13	2.13	2.03	1.70	1.86
Freq	4.2	4.4	5.5	6.0	5.5	5.8	8.3	13.9	16.6	14.2	9.9	5.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.0	4.4	4.9	4.4	4.4	4.5	5.8	6.7	7.2	6.7	5.9	4.5	5.8
	1.41	1.59	1.45	1.51	1.56	1.47	1.74	1.84	1.92	1.88	1.70	1.41	1.63
25	4.8	5.3	5.9	5.3	5.3	5.4	7.0	8.0	8.5	8.0	7.0	5.4	6.9
	1.52	1.71	1.56	1.63	1.68	1.59	1.87	1.93	2.01	1.98	1.82	1.52	1.73
50	5.6	6.2	6.9	6.2	6.2	6.3	8.1	9.1	9.6	9.1	8.1	6.4	7.9
	1.71	1.92	1.75	1.83	1.89	1.78	2.09	2.08	2.15	2.14	2.01	1.71	1.88
100	6.7	7.3	8.3	7.4	7.3	7.5	9.5	10.5	11.0	10.5	9.5	7.6	9.3
	1.81	2.05	1.86	1.95	2.01	1.90	2.23	2.24	2.31	2.30	2.15	1.81	2.02
200	8.3	9.1	10.3	9.2	9.1	9.3	11.8	12.4	12.9	12.5	11.7	9.4	11.2
	1.73	1.96	1.78	1.86	1.92	1.81	2.13	2.16	2.23	2.21	2.06	1.73	1.97
Freq	4.1	4.6	5.8	6.1	5.2	6.1	9.1	15.6	16.4	13.2	8.8	5.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.4	3.9	4.3	3.8	3.9	3.9	5.2	5.9	6.3	5.8	5.0	3.8	5.1
	1.38	1.60	1.45	1.52	1.54	1.46	1.77	1.84	1.93	1.88	1.67	1.38	1.63
25	4.3	4.8	5.4	4.7	4.8	4.8	6.4	7.2	7.7	7.1	6.2	4.7	6.2
	1.48	1.72	1.54	1.63	1.65	1.56	1.89	1.92	2.01	1.97	1.77	1.48	1.72
50	5.1	5.7	6.4	5.6	5.7	5.7	7.5	8.4	8.8	8.3	7.3	5.6	7.3
	1.63	1.90	1.71	1.80	1.82	1.72	2.08	2.05	2.12	2.11	1.94	1.63	1.85
100	6.1	6.8	7.6	6.7	6.8	6.8	8.8	9.7	10.2	9.6	8.6	6.7	8.5
	1.79	2.08	1.88	1.98	2.00	1.89	2.28	2.24	2.32	2.31	2.13	1.79	2.02
200	7.4	8.4	9.4	8.2	8.3	8.4	10.8	11.5	12.0	11.5	10.5	8.2	10.3
	1.72	1.99	1.79	1.89	1.92	1.81	2.19	2.17	2.25	2.24	2.05	1.72	1.97
Freq	4.0	4.7	5.9	6.1	5.1	6.2	9.4	16.1	16.4	12.9	8.4	4.8	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.7	3.1	3.5	3.0	3.0	3.1	4.1	4.7	5.0	4.5	3.8	2.8	4.0
	1.42	1.66	1.46	1.61	1.54	1.48	1.80	1.87	1.96	1.89	1.64	1.42	1.65
25	3.6	4.1	4.6	3.9	4.0	4.1	5.4	6.2	6.5	5.9	5.1	3.8	5.2
	1.50	1.76	1.55	1.70	1.63	1.57	1.90	1.94	2.02	1.97	1.73	1.50	1.72
50	4.4	5.0	5.6	4.8	4.9	5.0	6.5	7.3	7.7	7.1	6.1	4.6	6.3
	1.63	1.91	1.68	1.85	1.77	1.71	2.05	2.04	2.12	2.09	1.87	1.63	1.83
100	5.3	6.0	6.8	5.8	5.9	6.1	7.8	8.7	9.1	8.4	7.4	5.6	7.5
	1.85	2.18	1.91	2.10	2.01	1.94	2.33	2.23	2.30	2.32	2.12	1.85	2.02
200	6.5	7.3	8.3	7.1	7.2	7.4	9.5	10.3	10.7	10.0	9.0	6.8	9.0
	1.79	2.10	1.84	2.03	1.94	1.87	2.25	2.22	2.30	2.29	2.05	1.79	2.01
Freq	4.0	4.8	6.1	5.9	5.2	6.3	9.9	16.8	16.3	12.4	7.9	4.4	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	7.4	501	5.2	206	4.5	136	3.6	65
25	8.0	639	6.2	322	5.5	236	4.7	140
50	8.6	764	7.1	438	6.4	341	5.6	224
100	9.3	976	8.2	644	7.6	501	6.7	342
200	10.2	1330	10.0	1173	9.1	897	8.0	597

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.7	6.1	6.3	5.8	4.9	5.3	7.2	8.9	9.8	9.4	8.0	6.6	7.8
	1.95	1.94	2.06	2.01	1.75	1.65	1.63	1.84	2.00	2.01	1.94	1.79	1.72
25	6.3	6.6	6.9	6.3	5.4	5.8	7.9	9.8	10.7	10.3	8.8	7.2	8.6
	2.01	2.00	2.12	2.07	1.81	1.70	1.68	1.88	2.03	2.06	2.00	1.85	1.75
50	6.8	7.1	7.4	6.8	5.8	6.2	8.5	10.4	11.4	11.0	9.4	7.7	9.2
	2.06	2.05	2.18	2.13	1.86	1.74	1.73	1.93	2.09	2.11	2.05	1.90	1.79
100	7.3	7.7	8.0	7.3	6.3	6.8	9.2	11.2	12.3	11.8	10.2	8.4	9.9
	2.00	1.99	2.11	2.06	1.80	1.69	1.68	1.89	2.05	2.07	1.99	1.84	1.77
200	8.1	8.5	8.9	8.1	6.9	7.4	10.1	12.1	13.2	12.9	11.3	9.2	10.8
	1.89	1.88	2.00	1.95	1.70	1.60	1.60	1.82	1.99	2.00	1.89	1.74	1.72
Freq	4.0	4.4	5.1	5.3	5.0	5.4	9.3	16.5	18.2	13.5	8.4	4.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.0	4.3	4.4	3.9	3.3	3.9	5.2	6.5	7.1	6.4	5.3	4.3	5.5
	1.69	1.60	1.77	1.65	1.44	1.44	1.42	1.65	1.83	1.74	1.58	1.48	1.52
25	4.8	5.2	5.2	4.7	4.0	4.7	6.3	7.7	8.4	7.6	6.4	5.2	6.5
	1.82	1.73	1.91	1.79	1.55	1.55	1.51	1.73	1.91	1.83	1.71	1.60	1.60
50	5.6	6.0	6.1	5.4	4.6	5.4	7.2	8.7	9.5	8.6	7.4	6.0	7.5
	2.05	1.94	2.15	2.01	1.74	1.74	1.66	1.85	2.03	1.99	1.92	1.79	1.72
100	6.6	7.1	7.2	6.4	5.5	6.5	8.5	10.0	10.8	10.0	8.8	7.2	8.7
	2.18	2.06	2.29	2.13	1.85	1.85	1.77	1.99	2.18	2.13	2.04	1.91	1.85
200	8.2	8.9	9.0	8.0	6.8	8.1	10.3	11.8	12.7	12.0	10.9	8.9	10.5
	2.08	1.97	2.19	2.04	1.77	1.77	1.71	1.92	2.11	2.06	1.95	1.82	1.82
Freq	4.1	4.5	5.3	5.3	4.9	5.7	10.6	18.5	17.4	12.2	7.3	4.2	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.5	3.8	3.8	3.3	2.8	3.4	4.7	5.7	6.3	5.5	4.5	3.6	4.8
	1.70	1.59	1.78	1.58	1.38	1.42	1.47	1.67	1.85	1.73	1.58	1.47	1.52
25	4.3	4.7	4.7	4.1	3.5	4.2	5.8	6.9	7.6	6.7	5.6	4.5	5.9
	1.82	1.70	1.90	1.69	1.48	1.51	1.55	1.73	1.92	1.81	1.69	1.57	1.59
50	5.1	5.5	5.5	4.8	4.1	5.0	6.8	8.0	8.8	7.8	6.6	5.3	6.8
	2.01	1.88	2.11	1.87	1.63	1.67	1.68	1.83	2.03	1.95	1.87	1.73	1.70
100	6.1	6.6	6.6	5.8	4.9	6.0	8.0	9.3	10.1	9.1	7.9	6.4	8.1
	2.21	2.06	2.32	2.05	1.79	1.84	1.85	2.01	2.21	2.14	2.05	1.90	1.86
200	7.5	8.1	8.2	7.1	6.1	7.4	9.7	10.9	11.8	10.9	9.8	7.9	9.7
	2.12	1.98	2.22	1.97	1.72	1.76	1.78	1.95	2.15	2.06	1.97	1.82	1.83
Freq	4.2	4.5	5.4	5.3	4.9	5.8	11.2	19.3	17.0	11.7	6.9	4.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.8	3.0	3.0	2.6	2.3	2.8	3.8	4.6	4.9	4.2	3.5	2.8	3.8
	1.73	1.60	1.80	1.66	1.47	1.50	1.51	1.71	1.88	1.74	1.60	1.52	1.54
25	3.6	4.0	3.9	3.4	3.0	3.7	5.0	5.9	6.4	5.5	4.6	3.7	4.9
	1.83	1.69	1.90	1.76	1.55	1.59	1.58	1.77	1.94	1.82	1.69	1.61	1.60
50	4.4	4.8	4.7	4.2	3.6	4.5	6.0	7.1	7.7	6.6	5.6	4.4	5.9
	1.99	1.83	2.07	1.91	1.69	1.72	1.69	1.85	2.03	1.94	1.83	1.75	1.69
100	5.3	5.8	5.7	5.0	4.4	5.4	7.2	8.4	9.0	7.9	6.7	5.4	7.1
	2.26	2.09	2.36	2.18	1.92	1.96	1.90	2.01	2.19	2.17	2.09	1.99	1.86
200	6.5	7.1	7.0	6.1	5.4	6.6	8.7	9.9	10.6	9.5	8.2	6.6	8.5
	2.18	2.01	2.27	2.10	1.85	1.89	1.85	2.01	2.20	2.12	2.01	1.92	1.86
Freq	4.2	4.6	5.5	5.3	4.8	6.0	11.9	19.9	16.7	10.9	6.4	3.8	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	7.0	471	4.9	195	4.3	130	3.4	62
25	7.6	600	5.8	304	5.3	224	4.4	132
50	8.2	715	6.7	410	6.1	320	5.3	210
100	8.8	910	7.8	593	7.2	462	6.3	318
200	9.6	1230	9.4	1057	8.6	813	7.6	547

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	5.4	5.7	6.2	6.5	6.2	5.7	6.3	8.6	9.9	9.9	8.8	6.7	8.0
	1.95	1.84	1.78	1.76	1.83	2.03	1.59	1.83	2.09	2.10	1.93	1.65	1.76
25	5.9	6.3	6.8	7.1	6.8	6.3	6.9	9.4	10.8	10.8	9.6	7.4	8.8
	2.01	1.90	1.83	1.82	1.89	2.10	1.64	1.87	2.13	2.14	1.98	1.70	1.80
50	6.3	6.7	7.3	7.7	7.3	6.7	7.5	10.0	11.6	11.5	10.2	7.9	9.4
	2.06	1.95	1.88	1.87	1.94	2.15	1.68	1.93	2.19	2.20	2.03	1.74	1.84
100	6.9	7.3	7.9	8.3	7.9	7.3	8.1	10.8	12.4	12.3	11.0	8.6	10.1
	2.00	1.89	1.82	1.81	1.88	2.08	1.63	1.88	2.15	2.15	1.98	1.69	1.81
200	7.6	8.0	8.7	9.1	8.7	8.0	8.9	11.7	13.4	13.4	12.0	9.5	11.1
	1.89	1.79	1.73	1.71	1.78	1.98	1.54	1.81	2.08	2.08	1.90	1.60	1.76
Freq	3.5	3.7	5.2	6.3	5.5	5.0	7.0	13.3	18.7	16.7	9.9	4.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.7	4.1	4.3	4.6	4.1	4.0	4.4	6.3	7.2	6.8	5.8	4.3	5.6
	1.66	1.56	1.48	1.51	1.60	1.70	1.33	1.68	1.90	1.83	1.60	1.42	1.56
25	4.4	4.9	5.2	5.5	4.9	4.8	5.4	7.5	8.5	8.1	7.0	5.2	6.7
	1.79	1.68	1.59	1.63	1.73	1.84	1.43	1.77	1.99	1.91	1.70	1.53	1.64
50	5.2	5.8	6.1	6.4	5.8	5.6	6.3	8.5	9.6	9.1	8.0	6.1	7.7
	2.01	1.89	1.79	1.83	1.94	2.06	1.60	1.91	2.12	2.05	1.86	1.72	1.78
100	6.1	6.9	7.2	7.6	6.8	6.6	7.5	9.9	11.0	10.5	9.3	7.3	9.0
	2.14	2.01	1.90	1.94	2.07	2.20	1.71	2.05	2.28	2.20	1.99	1.83	1.91
200	7.6	8.5	8.9	9.5	8.5	8.2	9.3	11.8	12.9	12.4	11.3	9.0	10.8
	2.05	1.92	1.82	1.86	1.98	2.10	1.63	1.98	2.20	2.13	1.91	1.75	1.88
Freq	3.5	3.9	5.8	6.4	5.1	5.1	7.7	15.4	19.4	15.3	8.2	4.2	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.2	3.6	3.8	4.0	3.5	3.5	3.8	5.6	6.3	5.9	5.0	3.7	4.9
	1.60	1.54	1.46	1.48	1.62	1.67	1.29	1.71	1.92	1.81	1.58	1.44	1.56
25	3.9	4.5	4.7	4.9	4.4	4.3	4.8	6.8	7.7	7.2	6.1	4.5	6.0
	1.72	1.65	1.56	1.58	1.73	1.78	1.38	1.78	1.99	1.89	1.66	1.54	1.63
50	4.6	5.3	5.5	5.8	5.2	5.1	5.7	7.9	8.9	8.3	7.2	5.4	7.0
	1.90	1.83	1.72	1.75	1.91	1.98	1.52	1.90	2.10	2.01	1.80	1.70	1.74
100	5.6	6.3	6.6	7.0	6.2	6.1	6.9	9.2	10.2	9.6	8.4	6.4	8.3
	2.08	2.01	1.89	1.92	2.10	2.17	1.67	2.08	2.30	2.20	1.98	1.87	1.90
200	6.8	7.8	8.1	8.6	7.6	7.5	8.5	10.9	12.0	11.4	10.2	7.9	9.9
	1.99	1.92	1.81	1.84	2.01	2.08	1.60	2.02	2.23	2.13	1.90	1.79	1.87
Freq	3.4	3.9	5.9	6.4	5.0	5.2	8.0	16.2	19.6	14.9	7.5	4.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.5	2.9	3.0	3.2	2.7	2.8	3.2	4.5	5.0	4.6	3.7	2.7	3.9
	1.66	1.56	1.46	1.51	1.74	1.70	1.35	1.76	1.96	1.81	1.53	1.58	1.58
25	3.3	3.8	4.0	4.2	3.6	3.7	4.2	5.8	6.6	5.9	4.9	3.6	5.1
	1.76	1.65	1.55	1.60	1.84	1.80	1.43	1.83	2.03	1.88	1.61	1.68	1.64
50	4.0	4.6	4.8	5.1	4.4	4.4	5.1	7.0	7.8	7.1	6.0	4.4	6.1
	1.91	1.79	1.68	1.74	2.00	1.95	1.55	1.93	2.12	1.98	1.73	1.82	1.73
100	4.9	5.6	5.8	6.2	5.3	5.3	6.2	8.3	9.2	8.4	7.2	5.3	7.3
	2.18	2.04	1.91	1.98	2.28	2.22	1.76	2.11	2.29	2.17	1.96	2.07	1.90
200	6.0	6.8	7.1	7.5	6.4	6.5	7.6	9.9	10.8	10.0	8.7	6.5	8.7
	2.10	1.97	1.84	1.91	2.20	2.14	1.70	2.10	2.30	2.16	1.90	2.00	1.90
Freq	3.4	4.1	6.1	6.5	4.8	5.3	8.5	17.0	19.8	14.1	6.7	3.7	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	7.2	492	5.1	204	4.4	135	3.5	65
25	7.8	626	6.0	317	5.4	233	4.5	137
50	8.4	748	6.9	429	6.3	334	5.4	220
100	9.0	950	8.0	621	7.3	484	6.5	335
200	9.8	1284	9.6	1105	8.8	854	7.8	575

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.1	3.2	4.9	4.8	3.9	3.3	3.6	4.8	8.1	8.3	6.6	3.9	6.1
	1.59	1.63	1.71	1.70	1.62	1.37	1.48	1.17	1.59	1.69	1.54	1.37	1.35
25	3.4	3.5	5.4	5.3	4.3	3.6	4.0	5.4	8.8	9.1	7.2	4.3	6.7
	1.64	1.69	1.76	1.75	1.67	1.41	1.53	1.21	1.62	1.73	1.60	1.41	1.38
50	3.6	3.8	5.8	5.7	4.6	3.9	4.3	5.8	9.4	9.7	7.8	4.6	7.2
	1.68	1.73	1.81	1.80	1.71	1.44	1.57	1.24	1.67	1.77	1.63	1.45	1.41
100	3.9	4.1	6.3	6.2	5.0	4.2	4.6	6.2	10.1	10.4	8.4	5.0	7.7
	1.63	1.68	1.75	1.74	1.65	1.40	1.52	1.20	1.63	1.74	1.58	1.40	1.39
200	4.3	4.5	6.9	6.8	5.5	4.6	5.1	6.8	10.9	11.3	9.2	5.5	8.4
	1.54	1.59	1.66	1.65	1.57	1.33	1.44	1.14	1.58	1.68	1.50	1.33	1.35
Freq	2.2	2.8	6.6	7.6	5.3	4.7	5.3	8.8	22.8	21.8	8.7	3.5	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.0	2.4	3.6	3.2	2.6	2.4	2.6	3.5	5.9	5.6	4.0	2.5	4.2
	1.37	1.48	1.51	1.40	1.37	1.19	1.36	1.03	1.49	1.45	1.22	1.22	1.22
25	2.5	2.9	4.3	3.8	3.1	2.9	3.1	4.3	7.1	6.6	4.8	3.1	5.1
	1.47	1.60	1.63	1.51	1.48	1.28	1.46	1.10	1.56	1.53	1.31	1.31	1.28
50	2.9	3.4	5.1	4.5	3.6	3.4	3.7	5.1	8.0	7.6	5.7	3.6	5.9
	1.65	1.79	1.83	1.70	1.65	1.44	1.64	1.22	1.67	1.66	1.46	1.47	1.37
100	3.5	4.0	6.0	5.3	4.3	4.1	4.4	6.1	9.3	8.9	6.8	4.3	6.9
	1.75	1.91	1.94	1.81	1.76	1.52	1.74	1.30	1.79	1.78	1.56	1.56	1.47
200	4.3	5.0	7.5	6.6	5.4	5.0	5.4	7.4	10.9	10.6	8.4	5.4	8.3
	1.67	1.82	1.86	1.73	1.68	1.46	1.67	1.24	1.74	1.71	1.49	1.49	1.44
Freq	2.0	3.2	8.0	7.0	4.8	4.8	5.5	10.1	27.6	17.6	6.4	3.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.8	2.0	3.1	2.7	2.1	2.0	2.3	3.1	5.3	4.8	3.2	2.1	3.7
	1.40	1.40	1.47	1.41	1.30	1.12	1.37	1.03	1.51	1.46	1.16	1.19	1.21
25	2.2	2.5	3.9	3.4	2.6	2.5	2.8	3.9	6.4	5.9	4.0	2.6	4.5
	1.49	1.49	1.57	1.51	1.38	1.19	1.46	1.09	1.58	1.53	1.24	1.26	1.26
50	2.6	3.0	4.6	4.0	3.1	3.0	3.3	4.6	7.4	6.9	4.8	3.1	5.3
	1.65	1.65	1.74	1.66	1.53	1.31	1.61	1.19	1.67	1.65	1.37	1.39	1.35
100	3.1	3.6	5.5	4.8	3.8	3.6	4.0	5.6	8.7	8.1	5.8	3.7	6.3
	1.81	1.81	1.91	1.83	1.68	1.44	1.76	1.30	1.83	1.81	1.49	1.52	1.46
200	3.8	4.5	6.8	5.9	4.6	4.4	4.9	6.8	10.2	9.7	7.1	4.6	7.6
	1.73	1.73	1.83	1.75	1.61	1.38	1.69	1.25	1.77	1.74	1.43	1.46	1.44
Freq	2.0	3.3	8.5	6.8	4.6	4.8	5.6	10.6	29.4	16.1	5.6	2.8	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.5	1.8	2.6	2.1	1.7	1.7	1.8	2.5	4.3	3.6	2.2	1.7	2.9
	1.62	1.55	1.57	1.40	1.44	1.21	1.42	1.07	1.58	1.45	1.14	1.41	1.24
25	2.0	2.3	3.4	2.8	2.3	2.3	2.4	3.4	5.6	4.8	2.9	2.2	3.9
	1.72	1.65	1.66	1.49	1.53	1.27	1.50	1.13	1.64	1.52	1.21	1.49	1.29
50	2.4	2.9	4.2	3.4	2.8	2.8	3.0	4.2	6.7	5.7	3.6	2.7	4.7
	1.86	1.79	1.81	1.61	1.66	1.38	1.62	1.21	1.72	1.63	1.30	1.62	1.36
100	2.9	3.5	5.0	4.1	3.4	3.4	3.6	5.2	7.9	6.9	4.4	3.3	5.7
	2.12	2.03	2.06	1.83	1.88	1.56	1.85	1.37	1.87	1.84	1.48	1.84	1.48
200	3.6	4.2	6.2	5.0	4.1	4.1	4.4	6.2	9.4	8.4	5.4	4.0	6.8
	2.05	1.96	1.98	1.77	1.82	1.51	1.78	1.32	1.87	1.79	1.43	1.77	1.48
Freq	2.0	3.7	8.8	6.5	4.5	4.8	5.8	11.5	31.0	14.2	4.6	2.6	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	5.6	338	3.9	146	3.4	96	2.7	46
25	6.1	426	4.7	224	4.2	164	3.6	97
50	6.5	505	5.4	295	4.9	231	4.3	153
100	7.0	647	6.3	421	5.7	327	5.1	226
200	7.7	888	7.6	764	6.9	587	6.1	393

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	6.0	6.1	7.1	7.6	7.2	6.8	7.5	9.5	10.3	10.1	9.0	7.1	8.5
	1.80	1.93	1.95	1.84	1.82	1.96	1.76	1.93	2.22	2.09	1.82	1.73	1.83
25	6.6	6.7	7.7	8.3	7.8	7.4	8.2	10.3	11.3	11.0	9.8	7.8	9.3
	1.86	1.99	2.01	1.90	1.88	2.02	1.81	1.97	2.26	2.13	1.85	1.78	1.87
50	7.1	7.2	8.3	8.9	8.4	8.0	8.9	11.0	12.0	11.8	10.5	8.4	10.0
	1.91	2.05	2.06	1.95	1.93	2.07	1.86	2.02	2.32	2.18	1.90	1.82	1.92
100	7.7	7.8	9.0	9.7	9.1	8.6	9.6	11.8	12.9	12.6	11.2	9.1	10.7
	1.85	1.98	2.00	1.89	1.87	2.01	1.80	1.98	2.28	2.15	1.87	1.77	1.89
200	8.4	8.6	9.9	10.7	10.1	9.6	10.6	12.8	14.0	13.6	12.2	10.0	11.7
	1.75	1.88	1.89	1.79	1.77	1.90	1.71	1.92	2.20	2.08	1.81	1.67	1.83
Freq	4.0	4.2	5.2	6.0	6.1	6.1	8.3	12.8	16.5	14.9	10.1	5.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.1	4.3	5.1	5.2	4.8	4.7	5.3	7.0	7.3	7.1	6.0	4.6	6.0
	1.54	1.64	1.65	1.48	1.59	1.63	1.47	1.79	2.01	1.77	1.57	1.43	1.61
25	4.9	5.2	6.1	6.2	5.8	5.7	6.3	8.3	8.7	8.3	7.1	5.6	7.1
	1.66	1.77	1.79	1.58	1.71	1.76	1.57	1.87	2.10	1.84	1.65	1.54	1.70
50	5.8	6.1	7.1	7.2	6.8	6.6	7.3	9.4	9.8	9.4	8.1	6.5	8.1
	1.86	1.99	2.01	1.77	1.92	1.98	1.73	1.99	2.24	1.96	1.79	1.73	1.83
100	6.8	7.2	8.4	8.6	8.0	7.8	8.7	10.7	11.2	10.7	9.4	7.7	9.5
	1.98	2.12	2.13	1.88	2.05	2.11	1.85	2.13	2.41	2.10	1.92	1.84	1.97
200	8.5	9.0	10.5	10.6	10.0	9.7	10.6	12.6	13.2	12.5	11.2	9.6	11.3
	1.89	2.03	2.04	1.80	1.96	2.01	1.77	2.07	2.33	2.03	1.85	1.76	1.94
Freq	3.8	4.4	5.5	6.1	6.1	6.1	9.2	14.0	17.1	13.8	8.9	5.1	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	3.6	3.8	4.5	4.6	4.2	4.1	4.7	6.2	6.4	6.1	5.1	3.9	5.2
	1.54	1.63	1.67	1.50	1.60	1.60	1.51	1.83	2.03	1.74	1.56	1.41	1.62
25	4.4	4.7	5.6	5.7	5.2	5.1	5.8	7.6	7.8	7.4	6.2	4.8	6.4
	1.64	1.75	1.78	1.60	1.71	1.72	1.60	1.89	2.10	1.80	1.64	1.51	1.69
50	5.2	5.6	6.6	6.7	6.1	6.0	6.8	8.7	9.0	8.6	7.3	5.7	7.4
	1.81	1.94	1.98	1.76	1.89	1.90	1.74	1.99	2.23	1.89	1.76	1.67	1.81
100	6.2	6.7	7.8	8.0	7.3	7.2	8.1	10.1	10.4	9.9	8.5	6.9	8.7
	1.99	2.13	2.17	1.93	2.08	2.08	1.91	2.17	2.44	2.06	1.94	1.83	1.98
200	7.7	8.2	9.7	9.8	9.0	8.8	9.8	11.8	12.2	11.5	10.2	8.5	10.4
	1.91	2.03	2.08	1.85	1.99	1.99	1.84	2.11	2.37	2.00	1.87	1.75	1.95
Freq	3.8	4.4	5.6	6.2	6.1	6.1	9.5	14.4	17.3	13.4	8.5	4.8	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.8	3.0	3.6	3.6	3.3	3.2	3.8	5.0	5.0	4.8	3.8	3.0	4.1
	1.55	1.69	1.71	1.51	1.67	1.63	1.55	1.87	2.07	1.70	1.58	1.46	1.64
25	3.7	4.0	4.8	4.8	4.3	4.3	5.0	6.5	6.6	6.2	5.1	3.9	5.4
	1.64	1.78	1.81	1.60	1.77	1.72	1.63	1.93	2.14	1.75	1.65	1.54	1.70
50	4.5	4.9	5.8	5.8	5.2	5.2	6.0	7.7	7.8	7.3	6.1	4.8	6.5
	1.78	1.94	1.96	1.73	1.92	1.87	1.74	2.01	2.24	1.82	1.77	1.67	1.80
100	5.4	5.9	7.0	7.0	6.3	6.3	7.3	9.1	9.2	8.6	7.3	5.8	7.7
	2.03	2.20	2.23	1.96	2.19	2.13	1.97	2.17	2.44	1.96	1.99	1.90	1.97
200	6.6	7.2	8.5	8.5	7.7	7.6	8.8	10.6	10.9	10.1	8.9	7.0	9.2
	1.95	2.13	2.15	1.89	2.11	2.05	1.91	2.18	2.44	1.97	1.94	1.83	1.98
Freq	3.7	4.6	5.7	6.3	6.0	6.2	9.9	15.1	17.5	12.9	7.8	4.4	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	7.6	558	5.4	230	4.7	152	3.7	73
25	8.3	710	6.3	357	5.7	262	4.8	155
50	8.9	847	7.2	484	6.6	377	5.7	248
100	9.5	1072	8.4	698	7.7	546	6.8	378
200	10.4	1443	10.1	1227	9.2	951	8.2	642

Rauhigkeitsklasse 0

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	4.0	4.5	5.7	5.7	4.5	3.9	4.9	7.3	8.0	7.5	6.3	4.9	6.4
	1.67	1.67	1.78	1.79	1.55	1.29	0.98	1.32	1.77	2.05	1.81	1.54	1.47
25	4.4	5.0	6.3	6.3	4.9	4.3	5.4	8.0	8.8	8.2	6.9	5.4	7.0
	1.72	1.72	1.83	1.85	1.60	1.33	0.99	1.34	1.81	2.12	1.87	1.58	1.50
50	4.8	5.4	6.8	6.8	5.3	4.6	5.8	8.6	9.4	8.8	7.4	5.8	7.6
	1.76	1.76	1.88	1.90	1.64	1.37	1.00	1.37	1.87	2.17	1.92	1.63	1.54
100	5.2	5.8	7.3	7.3	5.8	5.0	6.1	9.1	10.1	9.5	8.1	6.3	8.2
	1.71	1.71	1.82	1.83	1.59	1.33	1.00	1.36	1.82	2.10	1.85	1.58	1.52
200	5.7	6.4	8.1	8.1	6.3	5.4	6.5	9.8	11.1	10.5	8.9	6.9	8.9
	1.62	1.62	1.73	1.74	1.51	1.26	0.98	1.32	1.74	1.99	1.76	1.49	1.47
Freq	3.0	4.4	7.2	6.9	4.5	4.1	6.3	13.8	21.0	16.7	8.1	3.9	100.0

Rauhigkeitsklasse 1

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.8	3.3	4.1	3.8	2.9	2.7	3.7	5.3	5.5	5.0	4.2	3.2	4.4
	1.38	1.44	1.52	1.50	1.25	1.08	0.92	1.26	1.62	1.67	1.43	1.33	1.29
25	3.4	3.9	5.0	4.6	3.5	3.2	4.4	6.3	6.6	6.0	5.0	3.8	5.3
	1.49	1.55	1.64	1.62	1.35	1.16	0.94	1.30	1.75	1.80	1.54	1.43	1.36
50	3.9	4.6	5.8	5.3	4.1	3.8	5.0	7.2	7.7	6.9	5.8	4.5	6.2
	1.67	1.74	1.85	1.81	1.51	1.30	0.98	1.38	1.96	2.02	1.73	1.60	1.48
100	4.7	5.5	6.9	6.4	4.9	4.6	5.8	8.3	9.1	8.2	7.0	5.4	7.3
	1.77	1.85	1.96	1.93	1.60	1.38	1.04	1.48	2.08	2.15	1.84	1.71	1.60
200	5.8	6.8	8.6	7.9	6.1	5.7	6.5	9.6	11.3	10.2	8.6	6.7	8.9
	1.70	1.77	1.88	1.84	1.53	1.32	1.02	1.43	1.99	2.06	1.76	1.63	1.56
Freq	3.2	4.9	8.1	6.2	4.1	4.2	7.2	16.3	22.1	14.1	6.5	3.2	100.0

Rauhigkeitsklasse 2

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.4	2.9	3.6	3.2	2.4	2.3	3.3	4.7	4.8	4.2	3.5	2.7	3.9
	1.33	1.44	1.52	1.45	1.24	1.07	0.92	1.29	1.69	1.63	1.39	1.37	1.29
25	3.0	3.6	4.5	4.0	3.0	2.9	4.0	5.8	6.0	5.2	4.4	3.4	4.8
	1.42	1.54	1.63	1.55	1.33	1.14	0.94	1.34	1.81	1.75	1.49	1.46	1.36
50	3.5	4.2	5.3	4.7	3.6	3.5	4.6	6.7	7.1	6.2	5.2	4.0	5.6
	1.56	1.70	1.80	1.71	1.46	1.26	0.97	1.41	2.00	1.94	1.64	1.62	1.46
100	4.2	5.1	6.4	5.7	4.4	4.2	5.3	7.8	8.4	7.4	6.3	4.8	6.7
	1.71	1.87	1.98	1.88	1.60	1.37	1.02	1.53	2.19	2.13	1.80	1.77	1.60
200	5.2	6.2	7.9	7.0	5.4	5.2	6.1	9.1	10.4	9.1	7.7	5.9	8.2
	1.64	1.79	1.89	1.80	1.54	1.32	1.02	1.49	2.10	2.03	1.73	1.70	1.58
Freq	3.2	5.1	8.4	5.9	3.9	4.3	7.5	17.2	22.5	13.1	5.9	3.0	100.0

Rauhigkeitsklasse 3

z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.9	2.3	2.9	2.5	1.9	1.8	2.7	3.8	3.8	3.2	2.7	2.0	3.1
	1.38	1.49	1.56	1.52	1.23	1.08	0.96	1.34	1.81	1.64	1.39	1.47	1.32
25	2.5	3.1	3.9	3.3	2.5	2.5	3.6	5.0	5.1	4.3	3.6	2.7	4.1
	1.46	1.58	1.65	1.62	1.29	1.13	0.98	1.38	1.92	1.74	1.47	1.55	1.37
50	3.1	3.8	4.7	4.0	3.0	3.0	4.3	5.9	6.1	5.2	4.4	3.2	4.9
	1.58	1.72	1.79	1.75	1.40	1.23	1.01	1.44	2.08	1.88	1.59	1.69	1.46
100	3.8	4.6	5.7	4.9	3.7	3.8	5.1	7.1	7.4	6.3	5.3	3.9	5.9
	1.80	1.95	2.04	1.99	1.59	1.39	1.05	1.56	2.37	2.15	1.81	1.92	1.60
200	4.6	5.6	7.0	5.9	4.5	4.6	5.9	8.3	9.0	7.6	6.5	4.8	7.2
	1.73	1.88	1.97	1.92	1.53	1.34	1.07	1.56	2.28	2.07	1.74	1.85	1.61
Freq	3.3	5.3	8.6	5.6	3.8	4.4	8.2	18.3	22.7	11.7	5.2	2.9	100.0

z	Klasse 0		Klasse 1		Klasse 2		Klasse 3	
10	5.8	338	4.1	146	3.6	96	2.8	46
25	6.4	426	4.9	224	4.4	164	3.7	97
50	6.8	506	5.6	298	5.1	232	4.4	153
100	7.3	649	6.6	431	6.0	335	5.3	229
200	8.1	897	8.0	806	7.3	612	6.4	401

Teil III

DIE MODELLE UND DIE ANALYSE

Kapitel 8

Das Windatlas-Modell

Dieses Kapitel behandelt die im Atlas verwendeten physikalischen und statistischen Modelle. Der Beschreibung der verschiedenen physikalischen und statistischen Methoden der Modellierung schließen sich Angaben zu konkreten Details der Datenbehandlung sowie zur Aufbereitung der Informationen über die Windbedingungen an. Eine abschließende Diskussion ist Unsicherheiten und möglichen Fehlern im Datenmaterial wie im Modell gewidmet.

Im Verlauf der Modellentwicklung wurde eine Reihe verschiedener Konzepte getestet. Davon erwiesen sich in der Praxis einige als unbrauchbar und wurden nicht in die endgültige Version des Windatlases übernommen, sie wurden aber teilweise anderswo veröffentlicht, wie etwa von Petersen et al. (1984), Petersen und Troen (1986) und Sacré (1987).

8.1 Physikalische Grundlagen

In der Einleitung dieses Buches wurde bereits ausgeführt, daß dieser Windatlas auf einem Satz von Modellen zur Korrektur der Windmessungen und auf eine Analyse der korrigierten Daten der Häufigkeitsverteilungen aufbaut. Prinzipiell kann die Korrektur entweder erfolgen, indem jeder Einzelwert einer Zeitreihe transformiert wird, oder aber, indem die Häufigkeitsverteilungen geeignet transformiert werden. Ursprünglich wurde bei der Arbeit zu diesem Windatlas die Erstellung der Zeitreihen bevorzugt. Diese Methode wird auch bei Anwendungen benutzt, die über die Ziele dieses Windatlases hinausgehen; so etwa bei der Konstruktion realistischer standortspezifischer Zeitreihen für die Verwendung in Simulationsstudien, wie sie bei Petersen (1986) beschrieben sind. Dennoch basiert die endgültige Modellversion dieser Studie auf der Transformation der Häufigkeitsverteilungen. Der Name des numerischen Gesamtmodells zur Datenanalyse ist WASP (Wind Atlas Analysis and Application Programme). Im folgenden werden die verschiedenen Teilmodelle beschrieben.

Ähnlichkeitsgesetze für die Grundsicht

Die unterste Luftschicht wird als die atmosphärische Grenzschicht bezeichnet. Ihre Mächtigkeit beträgt etwa 100 m in klaren Nächten mit geringen Windgeschwindigkeiten und übersteigt 2 km bei schönem Sommerwetter. Der unterste Teil dieser Schicht wird als Grundsicht (surface layer) bezeichnet, deren Dicke gelegentlich mit dem festen Bruchteil von 10% der Grenzschicht angegeben wird. Betreibt man Klimatologie zum Zweck der Windenergienutzung, sind geringe Windgeschwindigkeiten, bei denen die Grundsicht sehr dünn ist, uninteressant. Man kann sich so auf die Betrachtung der Fälle mit ausreichend starkem Wind beschränken, bei denen die Grenzschicht eine Höhe von etwa einem Kilometer erreicht und man die Gesetze der Grenzschichtphysik in den unteren 100 Metern der Schicht anwenden kann.

Bei hohen Geschwindigkeiten kann man bei der Modellierung der Höhenabhängigkeit des Windes das logarithmische Windprofil verwenden:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln \frac{z}{z_0} \quad (8.1)$$

In dieser Gleichung bedeutet $u(z)$ die Windgeschwindigkeit in der Höhe z über Grund, z_0 ist die Rauigkeitslänge, κ die von Kármán-Konstante, für die hier der Wert 0.40 benutzt wird, und u_* ist die sogenannte Schubspannungsgeschwindigkeit, die mit der Bodenschubspannung τ über die Beziehung

$$|\tau| = \rho u_*^2 \quad (8.2)$$

verknüpft ist. Die Luftdichte wird hier mit ρ bezeichnet. Selbst bei mäßigen Windgeschwindigkeiten kann $u(z)$ oberhalb von 20 bis 30 Metern vom logarithmischen Profil abweichen. Dieser Effekt tritt in der turbulenten Grenzschicht auf und wird durch Auftriebskräfte bewirkt; die Bodenrauigkeit ist unter solchen Bedingungen nicht mehr die einzige maßgebliche Größe, sondern muß um den Einfluß des Wärmeflusses ergänzt werden, der vom Boden in die Atmosphäre tritt. Wenn der Boden nachts abkühlt, wird die Turbulenz schwächer, wodurch der Anstieg der Windgeschwindigkeit mit der Höhe zunimmt; umgekehrt bewirkt tagsüber die Erwärmung der bodennahen Luft stärkere Turbulenz und damit ein flacheres vertikales Windprofil. Berücksichtigt man diesen Einfluß, so kommt man zu einem modifizierten Ähnlichkeitsgesetz mit allgemeiner Gültigkeit:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} [\ln(z/z_0) - \psi(z/L)] \quad (8.3)$$

Die empirische Stabilitätsfunktion ψ gemäß Businger (1973) und Dyer (1974) korrigiert den Einfluß der Temperaturschichtung. Der neue Parameter L in dieser Beziehung ist die sogenannte Monin-Obukhov-Länge:

$$L = \frac{T_0}{\kappa g} \frac{c_p u_*^3}{H_0} \quad (8.4)$$

wobei T_0 und H_0 die absolute Temperatur beziehungsweise der Wärmefluß am Boden sind. Die spezifische Wärmekapazität von Luft bei konstantem Druck wird hier mit c_p bezeichnet, die Erdbeschleunigung mit g . Wie der Effekt des Bodewärmeflusses Eingang in das Modell findet, ist in Abschnitt 8.2 näher beschrieben.

Das geostrophische Windgesetz

Der Wind in der Atmosphäre wird durch Druckunterschiede hervorgerufen. Man unterscheidet verschiedene Drucksysteme, die durch ihre räumliche Ausdehnung definiert sind. Von besonderer Bedeutung sind dabei die sogenannten "synoptischen" Druckunterschiede zwischen den großräumigen Hoch- und Tiefdruckgebieten. Da der Wind in der Grenzschicht sehr schnell auf Änderungen in der Druckverteilung reagiert, besteht dort näherungsweise eine Balance zwischen zwei Kräften, nämlich der Druckgradientkraft und der Reibungskraft am Boden. Dieses Kräftegleichgewicht läßt sich theoretisch unter den idealisierten Bedingungen der Stationarität, der räumlichen Homogenität und der Barotropie (der horizontale Druckgradient hängt nicht von der Höhe ab) ableiten. Es wurde bereits von Rossby und Montgomery (1935) für die neutral geschichtete Atmosphäre beschrieben. Das Ergebnis wird gewöhnlich als Beziehung zwischen der Schubspannungsgeschwindigkeit u_* und dem sogenannten geostrophischen Wind G ausgedrückt, die man auch als geostrophisches Reibungsgesetz (geostrophic drag law) bezeichnet:

$$G = \frac{u_*}{\kappa} \sqrt{\left(\ln \left(\frac{u_*}{f z_0} \right) - A \right)^2 + B^2} \quad (8.5)$$

$$\sin \alpha = - \frac{B u_*}{\kappa G}$$

Hierbei ist f der Coriolis-Parameter, α der Winkel zwischen der Richtung des Windes in Bodennähe und der Richtung des geostrophischen Windes und A und B sind empirische Konstanten (hier $A = 1.8$, $B = 4.5$). Der geostrophische Wind, der oft ungefähr dem mit Radiosonden gemessenen Wind oberhalb der Grenzschicht entspricht, kann aus dem Druckgradienten am Boden berechnet werden. Das geostrophische Reibungsgesetz kann auch auf den Fall nicht-neutraler Schichtung angewendet werden, indem man die Konstanten A und B durch Funktionen ersetzt, die vom Stabilitätsparameter μ abhängen:

$$\mu = \frac{\kappa u_*}{f L} \quad (8.6)$$

8.2 Die Behandlung stabiler Schichtung im Modell

Die Modifikationen des logarithmischen Windgesetzes zur Berücksichtigung der Stabilitätsbedingungen werden bei Fragen der Windenergienutzung oft vernachlässigt. Dies erscheint gerechtfertigt durch die relative Bedeutungslosigkeit des Schwachwindfalles. Das hier beschriebene Modell berücksichtigt den Einfluß der Stabilität in Form von kleinen Störungen eines neutralen Grundzustandes.

Wollte man den Effekt variabler Wärmeflüsse am Boden genau berücksichtigen, müßte man jedes einzelne Windprofil modellieren. Um diesen Aufwand zu vermeiden, wird hier ein Näherungsverfahren angewandt, das lediglich klimatologische Daten und die Standardabweichung (rms-Werte; root mean square) der Wärmeflüsse als Eingangsgrößen erfordert.

Die entsprechende Modellannahme ist vom geostrophischen Reibungsgesetz und vom Windprofil abgeleitet. Dabei wird der Wärmefluß als Abweichung vom neutralen Zustand interpretiert und in eine Reihe mit Abbruch nach dem Glied erster Ordnung entwickelt. Das vollständige Differential von Gleichung 8.5 ist (bei konstantem G , z_0 , und f):

$$dG = 0 = \frac{du_*}{u_*} G - \frac{u_*^2}{\kappa^2 G} \left[\left(\ln \frac{u_*}{f z_0} - A(\mu) \right) \left(\frac{du_*}{u_*} - \frac{dA}{d\mu} d\mu \right) + B \frac{dB}{d\mu} d\mu \right] \quad (8.7)$$

Setzt man für die verschiedenen Koeffizienten in den Gleichungen 8.5 und 8.4 die Werte für den neutralen Fall ein

$$A(0) \approx 1.8 \quad B(0) \approx 4.5$$

$$\frac{dA}{d\mu} \approx -0.2 \quad \frac{dB}{d\mu} \approx +0.2$$

und vernachlässigt man die Terme höherer Ordnung, so erhält man:

$$\frac{du_*}{u_*} \approx \left[\frac{cg}{f T_0 c_p \rho G^2} \right] dH \quad (8.8)$$

Die numerische Konstante nimmt den Wert $c \approx 2.5$ an. Mit dieser Gleichung wird die Abweichung der Schubspannungsgeschwindigkeit u_* vom neutralen Zustand und die Standardabweichung der Fluktuationen von u_* bestimmt, wobei für dH der klimatologische Wert des Wärmeflusses eingesetzt wird. Dabei wird für die Geschwindigkeit des geostrophischen Windes der Wert verwendet, bei dem die Energiedichte in der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit ihr Maximum erreicht (s. Abschnitt 8.6).

Für das vollständige Differential des Windprofils erhält man aus Gleichung 8.3:

$$du(z) = \frac{du_*}{\kappa} (\ln(z/z_0) - \psi(z/L)) - \frac{u_*}{\kappa} \frac{d\psi}{dL} \frac{dL}{dH} dH \quad (8.9)$$

Setzt man wieder wie oben die neutralen Werte der Koeffizienten ein und benutzt Gleichung 8.8, so erhält man einen Ausdruck für die Höhe z_m , in der Schwankungen des Wärmeflusses erster Ordnung verschwinden. Daraus resultiert in dieser Höhe ein Minimum in der Varianz der Windgeschwindigkeit, wenn man $du(z_m) = 0$ einsetzt, womit sich dann

$$\frac{z_m}{\ln(z_m/z_0)} = \left(\frac{c}{a\kappa}\right) \frac{u_*^3}{fG^2} \quad (8.10)$$

ergibt, wobei die neue numerische Konstante α die Steigung der ψ -Funktion bei neutraler Schichtung angibt, die Werte zwischen 4 und 5 annimmt, je nachdem, ob stabile oder labile Bedingungen angenommen werden. Gemäß Jensen et al. (1984) nimmt dann das geostrophische Reibungsgesetz im neutralen Fall die Form

$$\frac{u_{*0}}{G} = \frac{0.5}{\ln(Ro) - A(0)} \quad (8.11)$$

an. Für Gleichung 8.10 ergibt sich auch die elegantere Form

$$\frac{z_m/z_0}{\ln(z_m/z_0)} \approx \text{Konstante} \cdot Ro(\ln(Ro) - A(0))^{-3} \quad (8.12)$$

in der die Konstante ≈ 0.1 und die Rossby-Zahl am Boden als

$$Ro = \frac{G}{fz_0} \quad (8.13)$$

definiert sind. Dieser Ausdruck kann schließlich durch das Exponentialgesetz

$$z_m/z_0 \approx \alpha \cdot Ro^\beta \quad (8.14)$$

angenähert werden, in dem die Konstanten $\alpha = 2.0 \cdot 10^{-3}$ und $\beta = 0.9$ benutzt werden. Es muß dazu bemerkt werden, daß die Höhe z_m über große Flächen wegen der schwachen Abhängigkeit von z_0 ($\approx z_0^{0.1}$ power) im wesentlichen konstant bleibt. Eine Ausnahme davon machen die Küstenregionen, weil z_m über dem Meer nur etwa halb so groß ist wie über Land.

Der Effekt nicht-neutraler Schichtung wird im Modell durch die entsprechende Abweichung des Windprofils vom klimatologischen Mittelwert und durch die Berücksichtigung der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit in den oben abgeleiteten Beziehungen mit einkalkuliert.

Die Höhe minimaler Varianz z_m wird aus Gleichung 8.14 bestimmt. In dieser Höhe berechnet sich die Abweichung des aktuellen Windes vom mittleren Wind bei neutraler Schichtung als Summe der Abweichungen ΔH_{off} (klimatologisch ermittelter durchschnittlicher Wärmefluß) und ΔH_{rms} (Beitrag aus den Fluktuationen des Wärmeflusses):

$$\frac{\Delta u(z_m)}{u_0(z_m)} = \frac{\Delta u_*}{u_{*0}} - \frac{\psi(z_m/L_{off}) + \psi(z_m/L_{rms})}{\ln(z_m/z_0)} \quad (8.15)$$

Die Monin-Obukhov-Länge L_{off} korrespondiert hier mit ΔH_{off} und L_{rms} entsprechend mit $F_{rms}\Delta H_{rms}$. Mit dem Formfaktor F_{rms} wird berücksichtigt, daß aufgrund der stabilitätsbedingten unterschiedlichen ψ -Funktion im Durchschnitt eine Tendenz zu höheren Windgeschwindigkeiten in der Höhe z_m auftritt. Dies lassen die Formulierungen der Stabilitätsfunktion für den stabilen und den labilen Fall, deren explizite Form von Jensen (1984) übernommen sind, klar erkennen:

$$\psi(z/L) = \begin{cases} (1 - 16\frac{z}{L})^{1/4} - 1 & \text{bei labiler Schichtung} \\ -4.7\frac{z}{L} & \text{bei stabiler Schichtung} \end{cases} \quad (8.16)$$

Bei labiler Schichtung ist die Abhängigkeit von z wesentlich schwächer, wodurch die Windgeschwindigkeit bei z_m selbst dann vom stabilen Wert abweicht, wenn der Wärmefluß am Boden im Mittel verschwindet (Abbildung 8.1). Es wird angenommen, daß sich der effektive positive Wärmefluß aus dem rms-Wert multipliziert mit F_{rms} ergibt. Für den Formfaktor wird hier der Wert 0.6 verwendet.

Die z -Abhängigkeit der relativen mittleren Schwankungen des mittleren Windes und der Standardabweichung σ_u werden schließlich folgendermaßen bestimmt:

$$u(z) = u_0(z) \left(1 + \frac{\Delta u(z_m)}{u_0(z_m)} (1 - f(z)) + \frac{\Delta u_{*off}}{u_{*0}} \right) \quad (8.17)$$

$$\sigma_u(z) = \sigma_{u0}(z) \left(1 + \frac{\Delta u_{*off}}{u_{*0}} |f(z)| \right) \quad (8.18)$$

Dabei leitet sich die Profilfunktion $f(z)$ von der Reihenentwicklung von $u(z)$ ab:

$$f(z) = 1 - \frac{z}{z_m} \frac{\ln(z_m/z_0)}{\ln(z/z_0)} \quad (8.19)$$

Diese Ausdrücke wurden in das Verfahren aufgenommen, um den Grad der "Kontamination" durch Stabilitätseffekte aus den Eingangsdaten herauszurechnen beziehungsweise um umgekehrt damit auch die für verschiedene Höhen und Oberflächenbedingungen berechneten Daten entsprechend zu "rekontaminieren". Damit eröffnet sich die Möglichkeit, Winddaten einer Meßstation auf See umzurechnen auf Landbedingung, indem die vom Wärmefluß abhängigen Parameter entsprechend gesetzt werden.

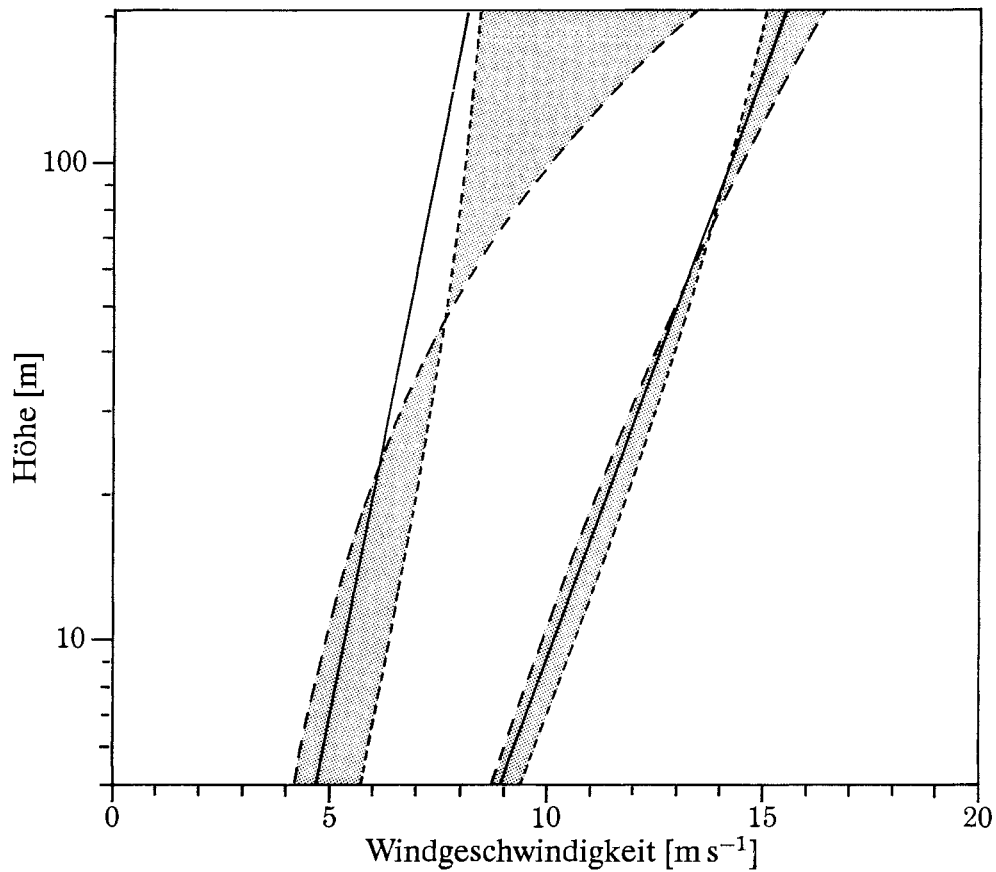


Bild 8.1. Charakteristische Windprofile: Die Windprofile im linken Teil der Abbildung entsprechen einem konstanten geostrophischen Wind von 10 m s^{-1} ; sie überdecken den grauen Bereich in Abhängigkeit vom Wärmefluß am Boden, der hier innerhalb typischer Grenzen variiert. Im rechten Teil der Abbildung sind die Verhältnisse für $G = 20 \text{ m s}^{-1}$ bei gleicher Variation des Wärmeflusses wiedergegeben.

In diesem Zusammenhang sei erwähnt, daß für Küstenorte zwischen Land und See interpoliert wird. Dazu wird der Abstand (x) von der Küste gegen die Windrichtung bestimmt, von dem wiederum ein Faktor w abhängt, mit dem die Korrekturen bezüglich der Stabilität über Land beziehungsweise über See gewichtet werden:

$$w = \frac{\min(x, c)}{c} \quad (8.20)$$

Die Breite der Küstenzonen c wird hier mit 10 km angenommen. Eine noch weiter in die Details gehende Beschreibung zur Berücksichtigung von Stabilitätseffekten im Modell wird in Abschnitt 8.7 gegeben.

8.3 Das Rauigkeitsmodell

Das logarithmische Windprofil stellt sich nur ein, wenn das Gelände stromaufwärts ausreichend homogen ist. Andernfalls machen sich Abweichungen bemerkbar und es ist nicht möglich, dem Gelände eine Rauigkeitslänge in eindeutiger Weise zuzuordnen. Es gibt zwar verschiedene Ansätze, diesem Effekt durch eine "effektive" Rauigkeitslänge Rechnung zu tragen, diese sind aber abhängig von der Meßhöhe. Eine Ausnahme bildet die implizit aus dem geostrophischen Reibungsansatz definierte effektive Rauigkeitslänge.

Die durchschnittlichen Werte der Schubspannung und des Windes am Boden können von den Bodenverhältnissen stromaufwärts nur bis zu einer bestimmten Entfernung abhängen; weiter entfernte Hindernisse werden "vergessen", weil sich die Grenzschicht schnell wieder auf das Gleichgewicht zwischen Druckgradient und Reibung einstellt. Die kritische Entfernung, bis zu der die Bodenverhältnisse stromaufwärts noch Einfluß auf das Windprofil haben, ist proportional zum Rossby-radius G/f und beträgt größenordnungsmäßig 10-100 km. Bezüglich der Häufigkeitsverteilung des Windes wird hier angenommen, daß die Bodenverhältnisse bis zu einer Entfernung von maximal 10 km berücksichtigt werden müssen. Aufgrund einfacher Betrachtungen zur Physik der Grundsicht läßt sich bei kleinräumigen Unregelmäßigkeiten des Geländes die Änderung der Schubspannung am Boden modellieren, die beim Übertritt des Windes von einer Rauigkeitslänge z_{01} zu einer anderen Rauigkeitslänge z_{02} erfolgt. In Windrichtung baut sich dann eine interne Grenzschicht (IBL: internal boundary layer) auf; an einem Punkt, der von der Grenze beider Rauigkeiten stromabwärts gesehen in der Entfernung x gelegen ist, erreicht die IBL eine Höhe h , für die nach Panofsky, 1973 gilt:

$$\frac{h}{z'_0} \left(\ln \frac{h}{z'_0} - 1 \right) = \text{Konstante} \cdot \frac{x}{z'_0} \quad (8.21)$$

$$z'_0 = \max(z_{01}, z_{02})$$

Bis zur Höhe h wirkt sich die veränderte Bodenrauigkeit auf das Windprofil aus. Die Konstante nimmt den Wert 0.9 an. Für die veränderte Schubspannungsgeschwindigkeit gilt die Beziehung

$$\frac{u_{*2}}{u_{*1}} = \frac{\ln(h/z_{01})}{\ln(h/z_{02})} \quad (8.22)$$

die zwar empirisch gefunden wurde, die sich aber durch Angleichung neutraler Windprofile in der Höhe h ableiten läßt. In dieser Beziehung bezeichnen u_{*2} und u_{*1} die Schubspannungsgeschwindigkeiten am fraglichen Ort beziehungsweise oberhalb des Sprungs in der Rauigkeit. Aufgrund des gestörten Windprofils innerhalb der IBL kann die Schubspannungsgeschwindigkeit nicht aus Windmessungen mit dem logarithmischen Windprofil berechnet werden. Experimentelle Ergebnisse (Sempreviva et al., 1989) wie auch numerische Berechnungen (Rao et al., 1974) belegen

aber, daß die gestörten Profile mit folgenden drei logarithmischen Funktionen abschnittsweise dargestellt werden können:

$$u(z) = \begin{cases} u' \frac{\ln(z/z_{01})}{\ln(c_1 h/z_{01})} & \text{für } z \geq c_1 h \\ u'' + (u' - u'') \frac{\ln(z/c_2 h)}{\ln(c_1/c_2)} & \text{für } c_2 h \leq z \leq c_1 h \\ u'' \frac{\ln(z/z_{02})}{\ln(c_2 h/z_{02})} & \text{für } z \leq c_2 h \end{cases} \quad (8.23)$$

wobei gilt, daß $u' = (u_{*1}/\kappa) \ln(c_1 h/z_{01})$, $u'' = (u_{*2}/\kappa) \ln(c_2 h/z_{02})$ und $c_1 = 0.3$, $c_2 = 0.09$. Mit Hilfe dieser Beziehung zusammen mit Gleichung 8.22 kann die Schubspannungsgeschwindigkeit u_{*2} entsprechend einer gemessenen Windgeschwindigkeit in Beziehung zur Schubspannungsgeschwindigkeit oberhalb des Übergangs von einer Rauhgigkeit zur anderen gesetzt werden. Gleichung 8.22 kann auch in Folge angewandt werden, falls das Gelände mehrere Rauhgigkeitsänderungen aufweist, so daß man aus einer Windmessung u_{*2} auch für solche Punkte ableiten kann, die weit stromaufwärts liegen. Allerdings sollten aufeinanderfolgende Sprünge der Bodenrauhigkeit nicht zu nahe beieinander liegen, weswegen folgende Einschränkung bezüglich des Abstandes gelten soll: Ist x_n der Abstand zur n ten Sprungstelle, so muß die Bodenrauhigkeit stromaufwärts davon als Durchschnittswert für die Fläche zwischen x_n und $2x_n$ im entsprechenden Azimut-Sektor berechnet werden. Der Faktor 2 ist etwas willkürlich gewählt, so daß die Regel diesbezüglich auch abgewandelt werden kann, wenn eindeutige Rauhgigkeitsgrenzen gegeben sind, etwa an einer Küstenlinie.

Wendet man das hier beschriebene Modell für die Behandlung von Änderungen der Bodenrauhigkeit weiter stromaufwärts an, werden die Ergebnisse unrealistisch, weil dann der zuvor schon erwähnten Anpassung der Grenzschichtströmung an den neuen Gleichgewichtszustand nicht Rechnung getragen wird. Wie bereits im Fall der Stabilitätskorrekturen werden auch hier Abweichungen als kleine Störungen betrachtet und das asymptotische Verhalten mit folgendem einfachen Modell beschrieben: Weit entfernte Bodenbedingungen verlieren ihren Einfluß, wenn x/D groß wird, wobei D die mit 10 km angenommene Strecke ist, auf der sich das Windprofil neu einstellt. Umgekehrt müssen die oben genannten Beziehungen für die Grundschicht Gültigkeit haben, wenn x sehr klein ist im Vergleich zu D . Diesem Verhalten wird durch den Gewichtsfaktor

$$W_n = \exp\left(-\frac{x_n}{D}\right) \quad (8.24)$$

Rechnung getragen. Anstatt die Änderung von z_{0n} zu z_{0n+1} an der Stelle x_n zu betrachten, wird $\ln(z_{0n+1})$ durch den Wert $\ln(z_{0n}) + W_n \ln(z_{0n+1}/z_{0n})$ ersetzt. Durch mehrfache Anwendung dieser Wichtung erhält man Werte sowohl für die Schubspannungsgeschwindigkeit als auch für die Gleichgewichts-Rauhgigkeitslänge, die in das geostrophische Reibungsgesetz eingeht.

8.4 Das Hindernismodell

Der Reibungseffekt einer Landoberfläche wird durch Bodenhindernisse ausgelöst, die vom einzelnen Sandkorn über Gras, Blätter etc. bis hin zu großen Bäumen und Gebäuden reichen. Ihr kollektiver Einfluß wird durch die Rauigkeitslänge modelliert, wie sie in Kapitel 3 und den vorangegangenen Abschnitten beschrieben wurde. Nahe an einem individuellen Hindernis (Abstand kleiner als die Hindernishöhe) und in geringer Höhe (niedriger als die Hindernishöhe) ist das Windprofil gestört. In diesem Nahbereich auf der windabgewandten Seite des Hindernisses bildet sich ein Nachlauf aus, so daß das Hindernis individuell behandelt werden muß. Spezielle Eigenschaften des Hindernisses wirken sich bis zu einem Abstand von der fünffachen Objekthöhe und bis zu einer Höhe von der zweifachen Objekthöhe auf den Nachlauf aus. So wird zum Beispiel die Strömung hinter einem Gebäude wesentlich von der Dachgeometrie beziehungsweise vom Anströmwinkel des Windes beeinflusst. Weiterhin ist zu beobachten, daß nahe beieinander stehende Hindernisse in ihrer Wirkung auf die Strömung interferieren.

Dieses Problem wird hier vor allem deshalb angesprochen, weil einige der benutzten Datensätze von meteorologischen Stationen stammen, deren Windmessungen von nahestehenden Hindernissen beeinflusst sind. Soweit dieser Windatlas zur Standortauswahl verwendet werden soll, wirkt sich dieses Problem aber wohl geringfügig aus.

Insofern sollte man den Modellteil, der hindernisbedingte Abweichungen simulieren soll, als Korrektiv bei der Behandlung von Daten ansehen, die zwar von einem Einzelhindernis beeinflusst sind, die aber weit genug von diesem Hindernis entfernt sind, so daß die Messung nicht im unmittelbaren Nachlauf entstanden ist und es sich um kleine Abweichungen handelt.

Im Falle einfacher zweidimensionaler und in Querrichtung unendlich ausgedehnter Hindernisse wie etwa lange Baumreihen, Mauern usw. werden die Ausdrücke von Perera (1981) benutzt, die aus Windtunnelmessungen abgeleitet sind:

$$\frac{\Delta u}{u} = 9.8 \left(\frac{z_a}{h} \right)^{0.14} \frac{x}{h} (1 - P) \eta \exp(-0.67 \eta^{1.5}) \quad (8.25)$$

mit

$$\eta = \frac{z_a}{h} \left(\frac{0.32}{\ln(h/z_0)} \cdot \frac{x}{h} \right)^{-0.47} \quad (8.26)$$

und

- P = Porosität = Zwischenräume/Gesamtfläche
- h = Hindernishöhe
- z_a = Meßhöhe (Anemometer)
- x = Abstand in Strömungsrichtung

Wenn das Hindernis nicht unbegrenzt lang und die Anströmung schräg ist, ändert sich die abschirmende Wirkung des Hindernisses generell. In Kapitel 3 wurden ei-

nige Grundzüge der Behandlung dieses Problems im Modell angedeutet, dessen Feinheiten im folgenden vorgestellt werden.

Voraussetzung für das Verfahren ist, daß Position und Größe aller Hindernisse im Umkreis eines fraglichen Punktes registriert sind. Bezüglich der Position werden im Umkreis azimuthale Sektoren von je 30 Grad Winkelöffnung festgelegt, durch die jeweils acht radiale Strahlen verlaufen. Falls mehrere Hindernisse auf einem Strahl liegen, wird zunächst jedes dieser Objekte als idealisiertes Einzelhindernis mit unbegrenzter Querausdehnung behandelt. Danach wird – beginnend mit dem entferntesten Hindernis – der Reihe nach die Abschirmung auf die weiter innen gelegenen Hindernisse berechnet. Die unmittelbare Umgebung eines Hindernisses wird außerdem als separate Zone behandelt. Diese Zone ist als Doppelstreifen beidseitig des Hindernisses definiert. Stromaufwärts hat dieser Streifen die Breite der doppelten, stromabwärts die der fünffachen Hindernishöhe. Falls zwei Objekte so nahe benachbart sind, daß diese Zonen ineinanderlaufen, wird die abschirmende Wirkung des äußeren Hindernisses um die relative Fläche des weiter innen gelegenen Hindernisses reduziert.

Anschließend wird die Abschirmung entlang der verschiedenen Strahlen mit den Nachbarwerten gemischt. Mit dieser Verfahrensweise wird dem Umstand Rechnung getragen, daß in der Randzone des Nachlaufs ein Impulsaustausch stattfindet. Zum Schluß errechnet sich der durchschnittliche Abschirmungseffekt eines Sektors durch Mittelung aller acht Strahlen eines solchen Sektors. Die effektive laterale Hindernisausdehnung wird mit 12° angenommen.

8.5 Das Orographie-Modell

Entsprechend der Modellierung von Unterschieden der Bodenrauigkeit und der Abschirmung durch Hindernisse dient auch das Orographie-Modell der Korrektur gemessener Winddaten bezüglich des Einflusses von unebenem Gelände auf die Windströmung. Damit werden Unterschiede in der Geländehöhe um die meteorologischen Stationen berücksichtigt. Das Modell ist speziell darauf ausgerichtet, orographische Strukturen im Längenskalenbereich bis zu einigen 10 km zu berücksichtigen. Diesbezüglich weist es starke Ähnlichkeit mit den MS3DJH-Modellen von Jackson und Hunt (1975) zur Berechnung von Hügelüberströmungen auf. Wer näheres Interesse an der Formulierung dieser Modelle hat, sei an die Veröffentlichungen von Walmsley et al. (1982) sowie von Troen und de Baas (1987) verwiesen. Das vorliegende Modell unterscheidet sich davon allerdings in einigen Punkten, insbesondere arbeitet es mit höherer Auflösung und ist in Polarkoordinaten formuliert.

In einem ersten Arbeitsschritt berechnet das Modell die Störung der Potentialströmung aufgrund des Geländeeinflusses im Vergleich zu einem Einheitswindvektor in der ungestörten Windrichtung. Dabei wird folgendermaßen vorgegangen: Die Geschwindigkeitsstörung ist mit dem Potential durch folgende Beziehung verknüpft:

$$\vec{u} = \nabla \chi \quad (8.27)$$

Das Potential wird mit χ und der dreidimensionale Vektor der Geschwindigkeitsstörung mit $\vec{u} = (u, v, w)$ bezeichnet.

Unter der Voraussetzung, daß das Störpotential am äußeren Modellradius R verschwindet, kann die allgemeine Lösung dieses Potentialströmungs-Problems in Polarkoordinaten als Summe

$$\chi_j = K_{nj} J_n \left(c_j^n \frac{r}{R} \right) \exp(in\phi) \exp\left(-c_j^n \frac{z}{R}\right) \quad (8.28)$$

ausgedrückt werden, wobei die J_n Bessel-Funktionen n ter Ordnung, r der Radius, ϕ der Azimuth, z die Höhe und c_j^n die j te Nullstelle von J_n sind. Die Koeffizienten K_{nj} werden durch die Randbedingungen bestimmt, in diesem Fall durch die kinematische Randbedingung am Boden:

$$w_0 = \left. \frac{\partial}{\partial z} \chi \right|_{z=0} = \vec{u}_0 \cdot \nabla h(r, \phi) \quad (8.29)$$

worin w_0 die durch die Geländesteigung erzwungene Vertikalgeschwindigkeit, \vec{u}_0 den Geschwindigkeitsvektor im Grundzustand und h die Geländehöhe bezeichnen. Die Funktionen $J_n \left(c_j^n \frac{r}{R} \right)$ bilden einen orthogonalen Satz radialer Fourier-Bessel-Reihen für jedes n , die Azimuth-Darstellung $\exp(in\phi)$ bildet einen entsprechenden orthogonalen Satz von Fourier-Reihen. Die Koeffizienten K_{nj} können demnach durch unabhängige Abbildung der rechten Seite von Gleichung 8.29 auf diese Funktionen berechnet werden. Die mathematischen Einzelheiten dieser Transformationen sind bei Oberhettinger (1973) beschrieben.

Die Formulierung in Polarkoordinaten hat gegenüber den kartesischen Koordinaten der zuvor genannten Modelle ganz erhebliche Vorteile, gleichzeitig bewahrt sie aber auch noch die Vorteile der spektralen Zerlegung. Indem der Ort der Windanalyse mit dem Zentrum des Modellgebiets zusammenfällt, läßt sich gerade hier größtmögliche Auflösung erzielen und außerdem die Berechnung auf die Störungen an diesem Ort beschränken. Am Mittelpunkt $r = 0$ gilt folgende Lösung:

$$\nabla \chi_j = \frac{1}{2}(1, i) K_{1j} \frac{c_j^1}{R} \exp\left(-c_j^1 \frac{z}{R}\right) \quad (8.30)$$

Das Endergebnis im ersten Modellschritt ist somit eine Reihe von Koeffizienten K_{1j} , aus der sich die Lösung für die Störung der Potentialströmung als die Summe der Terme aus Gleichung 8.30 ergibt. Jeder Term ist charakterisiert durch die horizontale Längenskala $L_j = R/c_j^1$, die der Eindringtiefe der Störung entspricht.

Im zweiten Schritt wird die Lösung des Potentialströmungsproblems modifiziert um den ungefähren Einfluß der Reibungseffekte am Boden.

Die Potentialströmung bedeutet Balance zwischen Druckgradient und Impulsadvektion bei gleichzeitigem Verschwinden der turbulenten Transportterme in den Bewegungsgleichungen. Dabei kann aber zumindest in Bodennähe der turbulente Impulstransport nicht vernachlässigt werden. Die Abweichung von der Potentialströmung beschränkt sich auf eine Schicht der Dicke ℓ_j mit $\ell_j \ll L_j$. Im vorliegenden Modell wird der Wert von ℓ_j aus folgender Beziehung gemäß Jensen et al. (1984) bestimmt:

$$\ell_j = 0.3 \cdot z_{0j} \left(\frac{L_j}{z_{0j}} \right)^{0.67} \quad (8.31)$$

Hierbei bezeichnet z_{0j} die Rauigkeitslänge bezogen auf die betrachtete Längenskala. Unter homogenen Bedingungen gilt $z_{0j} = z_0$. An Orten mit inhomogenen Oberflächenbedingungen hingegen wird als Rauigkeitslänge ein exponentiell mit $\ln(z_0)$ gewichteter Durchschnittswert verwendet, der zwischen $r = 0$ und $r = 5L_j$ in Aufwindrichtung variiert.

Für sehr kleine Werte von ℓ_j sorgt turbulenter Austausch für weitgehende Balance zwischen turbulentem Impulstransport und Scherkräften, was zu einem logarithmischen Profil der Geschwindigkeitsstörung führt. Etwa in der Höhe ℓ_j erreicht die Störung der Strömung ihr Maximum, sie ist dann auch wesentlich größer als es die Potentialtheorie vorhersagt. Das Modell berechnet das Profil der Störgröße für jeden Term nach der oben angeführten Reihenentwicklung, indem der Höhe z eine Störung von der Größenordnung Δu_j zugeordnet wird:

$$\frac{\Delta \vec{u}_j(z)}{|u_0(z)|} = \frac{|u_0(L_j)|^2}{|u_0(z'_j)|^2} \nabla \chi_j \quad (8.32)$$

Hier bezeichnet $u_0(z)$ die Geschwindigkeit im Grundzustand in der Höhe z , während z'_j identisch $\max(z, \ell_j)$ ist.

Die Berechnung der Koeffizienten K_{1j} mit Hilfe der Projektionsmethode bedingt numerische Integration über Azimuth und Radius. Diese Operation wird auf einem Gitter ausgeführt, das in Abb. 8.2 dargestellt ist. Der Abstand der Netzlinien in radialer Richtung ist im Zentrum minimal und wächst mit jeder Masche nach außen um den konstanten Faktor 1.06 an. Prinzipiell benötigt das Modell die Geländehöhe an jedem Gitterpunkt als Input. Eine in der Praxis wesentlich brauchbarere Darstellung der Geländefunktion sind aber Isohypsen (Linien gleicher Geländehöhe), wie man sie in topographischen Karten findet. Deshalb wurde das Modell so programmiert, daß es geeignet gewählte Isolinien als Input direkt verarbeiten und die Gitterpunktwerte vor der eigentlichen Integration automatisch berechnen kann. Das Gitter besteht in radialer Richtung aus 100 Netzlinien. Dabei beträgt die Auflösung bei einem Ausschnitt von $R = 10$ km im Mittelpunkt ungefähr 2 m (!), bei einem Ausschnitt von $R = 50$ km entsprechend etwa 10 m und so weiter. Die Auflösung des Gitters ist somit nur durch die Genauigkeit und die Auflösung der Höhenlinien aus den topographischen Karten begrenzt.

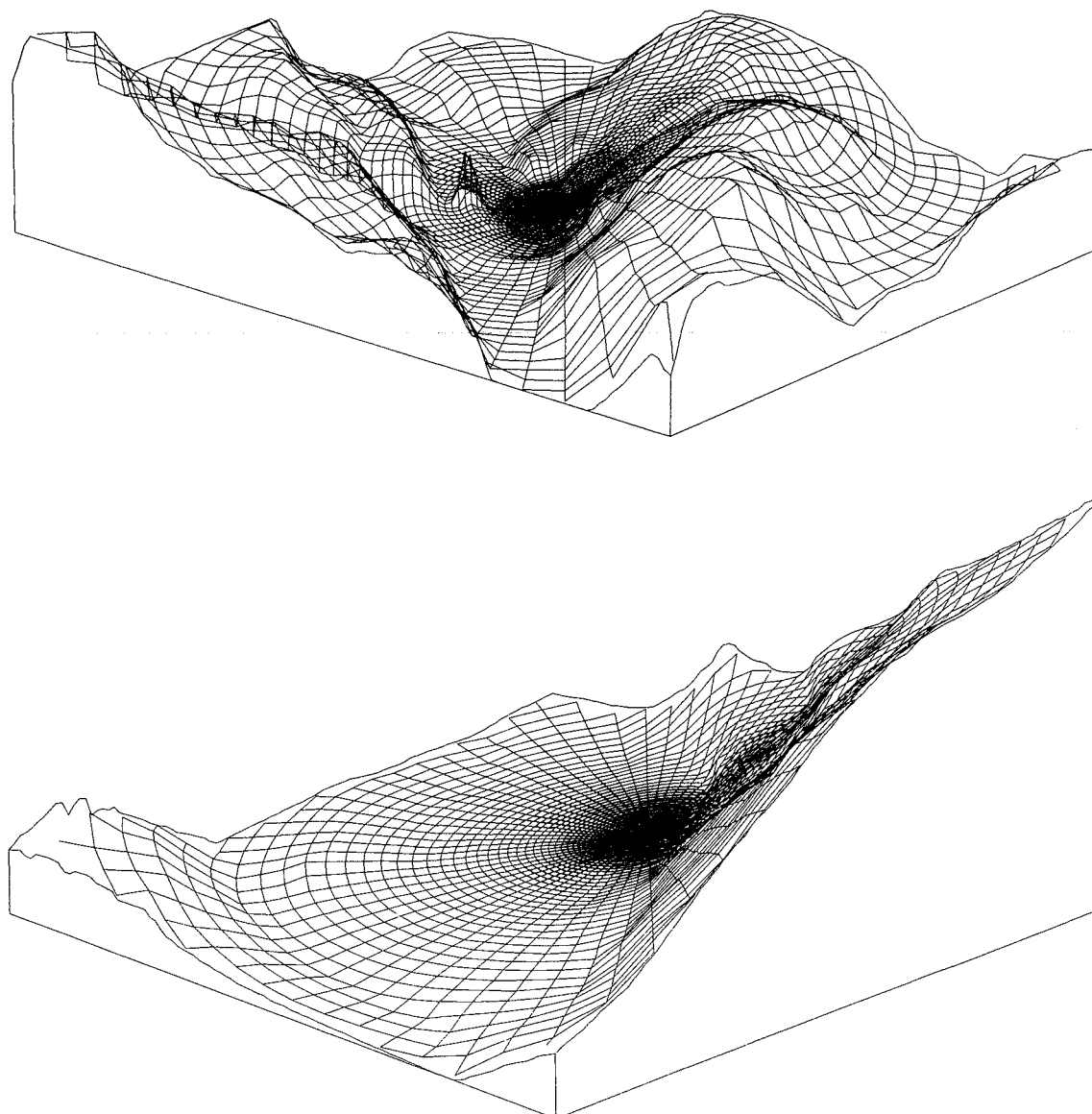


Bild 8.2. Vergrößerung eines Gitterausschnitts in Polarkoordinaten im Modell zur Berechnung der Strömung in komplexem Gelände. Gezeigt ist ein Teil von Great Glenn Valley in Schottland von einem Punkt oberhalb von Loch Ness aus gesehen. Das Gitter folgt dem Geländeprofil und ist in der meteorologischen Station Fort Augustus zentriert. Die Seitenlänge des oberen Ausschnitts beträgt 12 km, die der unteren Vergrößerung 2 km. Die Vertikalskala ist um den Faktor 5 überhöht.

8.6 Statistik

Grundlagen

Aus Beobachtung und Messung ist bekannt, daß sowohl die Geschwindigkeit als auch die Richtung des Windes starken zeitlichen Schwankungen unterliegen. Dies zeigt beispielhaft die Abbildung 8.3. Ausgehend von einer Darstellung von 100 Tagen nimmt die Auflösung dieser kontinuierlichen Messung von Teilbild zu Teilbild zu. Man erkennt leicht, daß die Varianz der einzelnen Meßwerte der Zeitreihe mit abnehmender Zeitdauer kleiner wird. Dieses Verhalten der Varianz in Abhängigkeit von der betrachteten Zeitskala illustriert auch das Leistungsspektrum in Abbildung 8.4.

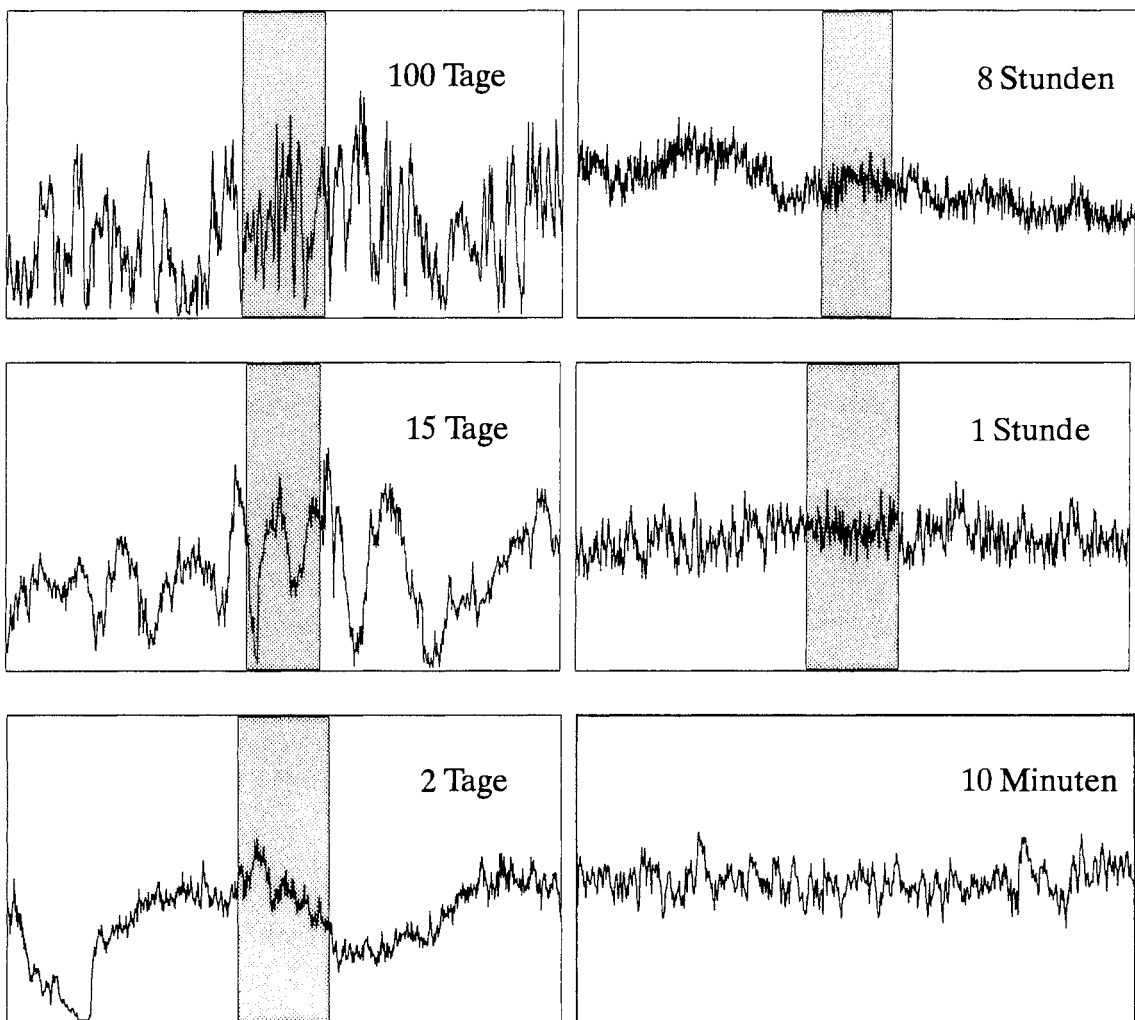


Bild 8.3. Windgeschwindigkeitsmessung in 30 m Höhe über flachem, homogenem Gelände in Dänemark (Courtney, 1988). Dargestellt sind unterschiedlich lange Ausschnitte aus jeweils der gleichen beobachteten Zeitreihe. Dabei ist die Zahl der Stützpunkte in jedem Ausschnitt mit 1200 jeweils gleich groß, und jeder Einzelpunkt entspricht dem Mittelwert über jeweils $1/1200$ des gezeigten Ausschnitts. Auf der vertikalen Achse ist die Geschwindigkeit im Bereich $0\text{--}20\text{ m s}^{-1}$ aufgetragen.

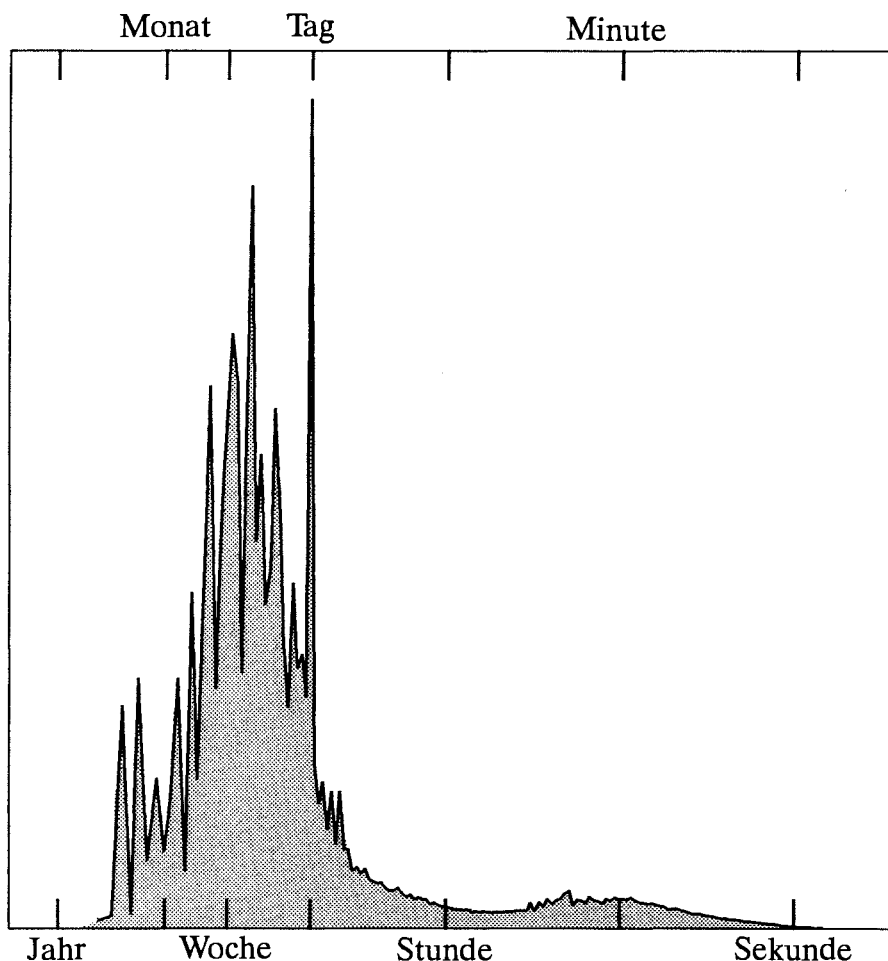


Bild 8.4. Leistungsspektrum der Windgeschwindigkeit aus einer kontinuierlichen Meßreihe über flachem, homogenem Gelände in Dänemark (Courtney, 1988). Die Meßdaten wurden während einer Zeitspanne von einem Jahr mit einer Frequenz von 8 Hz aufgezeichnet. Die linear-logarithmische Darstellung ist flächentreu.

Die Zeitabhängigkeit der Wetterabläufe, also der Mechanismen, die den Wind antreiben, ist im Gegensatz dazu schwächer. Die Schwankungen des Windes bezüglich Geschwindigkeit und Richtung wiederum unterliegen nicht nur starken örtlichen, sondern auch starken zeitlichen Schwankungen. Die Ursache dafür ist die Turbulenz in der atmosphärischen Grenzschicht. Will man eine Windmessung adäquat definieren, muß man sie einem Mittelungs-Zeitintervall T zuordnen. Dazu sollte man im Idealfall ein schnell reagierendes Meßinstrument benutzen und den zeitlichen Mittelwert durch folgende Operation bilden:

$$\bar{u} = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) dt \quad (8.33)$$

Der Querbalken markiert u als zeitlichen Mittelwert (diese Notation wird nur in diesem Kapitel der Eindeutigkeit halber verwendet).

In der Praxis reichen die Mittelungszeiten in Abhängigkeit vom Meßinstrument und der Datenerfassung von Minuten bis zu Stunden. Die Meßdaten, die diesem Atlas zugrunde liegen, sind über ein Zeitintervall von 10 Minuten oder einer Stunde gemittelt. Somit ist jeder Meßwert aus diesen Daten als ein entsprechender \bar{u} zu interpretieren und das ganze Buch handelt somit von der Statistik solcher Mittelwerte, vorwiegend in der Form von Häufigkeitsverteilungen in Tabellenform oder von Weibull-Verteilungen, wie sie im folgenden Abschnitt diskutiert werden.

Die Daten enthalten keine Information über Schwankungen des Windes mit einer kürzeren Periode als der Mittelungszeitraum T . Diese kurzzeitigen Schwankungen tragen aber zum Leistungsspektrum bei, weswegen sie konsequenterweise berücksichtigt werden müssen, wenn aus den Meßdaten das Potential der Windenergie berechnet werden soll. Die Verteilungsdichte der Windleistung innerhalb des Zeitintervalls T ist gegeben durch:

$$\bar{E} = \overline{\frac{1}{2}\rho u^3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{T} \int_0^T \rho u^3(t) dt \quad (8.34)$$

Die Luftdichte geht in diese Gleichung als Konstante ein und ist mit einer Unsicherheit von wenigen Prozent bekannt. Damit gilt für die Beziehung 8.34:

$$\bar{E} = \frac{1}{2}\rho \bar{u^3} \quad (8.35)$$

Die momentane Windgeschwindigkeit kann ausgedrückt werden als Durchschnittswert plus eine Abweichung vom Mittelwert:

$$u = \bar{u} + u' \quad (8.36)$$

Folgende einfache Regeln gelten für die Operatoren:

$$\begin{aligned} \overline{u'} &= 0 \\ \overline{u'^2} &= \overline{u^2} - \bar{u}^2 \\ \overline{u^3} &= \bar{u}^3 + \overline{u'^3} + 3\overline{u'^2}\bar{u} \end{aligned} \quad (8.37)$$

Bezeichnet man die rms-Werte der turbulenten Fluktuationen mit σ_u und die Turbulenzintensität mit i , so gilt:

$$\begin{aligned} \sigma_u^2 &\equiv \overline{u'^2} \\ i &\equiv \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \\ \bar{E} &\approx \frac{1}{2}\rho \bar{u}^3(1 + 3i^2) \end{aligned} \quad (8.38)$$

Die Häufigkeitsverteilung von \bar{u} legt \bar{E} bis auf einen Korrekturterm $3i^2$ fest. Die Turbulenzintensität hängt von den Oberflächenbedingungen und von der Höhe ab. Bei homogener Oberflächenrauigkeit und unter neutralen Bedingungen gilt die einfache Beziehung:

$$i = \frac{1}{\ln(z/z_0)} \quad (8.39)$$

Der Korrekturterm in Gleichung 8.38 beläuft sich typischerweise auf ein paar Prozent (6% für $z = 30$ m bei $z_0 = 0.03$ m).

Dabei bleibt festzuhalten, daß diese Leistungsverteilung nur für einen einzelnen Punkt Gültigkeit hat, daß aber eine Windturbine die Leistung des Windes in der gesamten vom Rotor überstrichenen Fläche ausnutzt, wie in Abschnitt 6.1 diskutiert wurde. Diese Studie geht nicht tiefer auf die Auswirkungen dieser Fluktuationen innerhalb der Gesamtfläche auf die umgesetzte Leistung des Generators ein. Unbehandelt bleiben auch weitere Details, die mit der Konstruktion der Turbine zusammenhängen.

Die Weibull-Verteilung

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit wird am besten durch die Weibull-Verteilung (Weibull, 1951) wiedergegeben. Die mathematische Darstellung dieser von zwei Parametern abhängigen Funktion lautet:

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) \quad (8.40)$$

Dabei ist $f(u)$ die Häufigkeit, mit der die Windgeschwindigkeit u auftritt (hier wird wieder – wie im größten Teil des Atlases mit Ausnahme des vorangegangenen Abschnitts – von der Darstellung \bar{u} für den Mittelwert verzichtet). Die beiden Weibull-Parameter werden üblicherweise als Skalierungsparameter A und als Formparameter k bezeichnet. Die Abhängigkeit der Verteilungsfunktion $f(u)$ von der Größe des Formparameters ist in Abbildung 8.5 dargestellt. Für $k > 1$ liegt das Maximum bei Werten $u > 0$, während die Funktion für $0 < k \leq 1$ monoton fällt.

Die Weibull-Verteilung kann degenerieren und in zwei Verteilungen zerfallen; so tritt bei $k=1$ eine exponentielle, bei $k=2$ aber eine Rayleigh-Verteilung auf. Da gemessene Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit oftmals sehr gut der Rayleigh-Verteilung entsprechen, wird diese Ein-Parameter-Verteilung manchmal zur Darstellung von Winddaten herangezogen. Wir benutzen hier aber durchgehend die allgemeiner gültige zweiparametrische Weibull-Verteilung. Untersucht man die Größe des k -Parameters für verschiedene Meßstationen dieses Atlases, so findet man insbesondere für Nordeuropa Situationen, die am besten durch Werte nahe 2.0 wiedergegeben werden.

Die integrierte Dichtefunktion der Weibull-Verteilung $F(u)$ gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der die Geschwindigkeit den Wert u übersteigt. Sie genügt der einfachen Funktion:

$$F(u) = \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right) \quad (8.41)$$

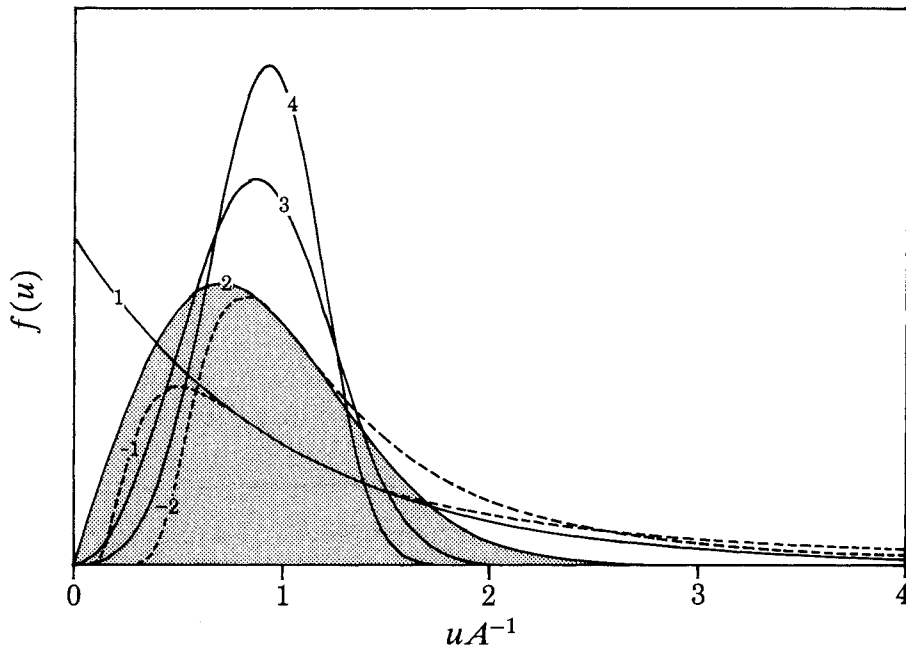


Bild 8.5. Abhängigkeit der Weibull-Verteilung vom Formparameter.

Aus der Weibull-Verteilung ergeben sich weibull-verteilte Größen höherer Ordnung: Ist u mit den Parametern A und k Weibull-verteilt, so wird die Weibull-Verteilung von u^m durch die Parameter A^m und k/m charakterisiert.

Die Momente sowie weitere charakteristische Größen der Weibull-Verteilung kann man in einfacher Weise ableiten; im folgenden sind einige dieser Kenngrößen aufgelistet:

$$\text{Mittelwert: } A\Gamma(1 + \frac{1}{k})$$

$$\text{2. Moment: } A^2\Gamma(1 + \frac{2}{k})$$

$$\text{3. Moment: } A^3\Gamma(1 + \frac{3}{k})$$

$$m\text{-tes Moment: } A^m\Gamma(1 + \frac{m}{k}) \quad (8.42)$$

$$\text{Varianz: } A^2[\Gamma(1 + \frac{2}{k}) - \Gamma^2(1 + \frac{1}{k})]$$

$$\text{Modaler Wert: } A(\frac{k-1}{k})^{1/k}$$

$$\text{Median: } A(\ln 2)^{1/k}$$

Die nutzbare Windleistung ist proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit:

$$E = \frac{1}{2}\rho A^3\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (8.43)$$

Die Leistungsdichte E hat dabei die Einheit (Wm^{-2}), ρ ist die Luftdichte ($\approx 1.2 \text{ kg m}^{-3}$ bei einer Temperatur von 15°C und einem Standarddruck von 1013 mb).

Für Windgeschwindigkeiten mit der größten Leistungsdichte gilt:

$$u_m = A \left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} \quad (8.44)$$

Dies bedeutet, daß die Windgeschwindigkeit mit der größten mittleren Energieausbeute doppelt so groß ist wie die am häufigsten auftretende Windgeschwindigkeit, wenn man eine Weibull-Verteilung unterstellt.

Es lassen sich viele Methoden zur Anpassung der beiden Weibull-Parameter an ein gegebenes Histogramm mit der Eintrittshäufigkeit verschiedener Geschwindigkeiten innerhalb bestimmter Ereignisklassen anwenden. Entsprechen die Meßdaten im gesamten Geschwindigkeitsbereich gut einer Weibull-Verteilung, so ist das Verfahren beliebig. Im allgemeinen passen sich beobachtete Histogramme aus verschiedenen Gründen nur mehr oder weniger gut an diese Verteilung an, so daß man die Anpassung der Parameter möglichst bezüglich des für die Windenergienutzung relevanten Geschwindigkeitsbereiches optimiert. Dies bedeutet, daß man die Parameter bezüglich der verschiedenen Momente am besten auf die höheren – nicht die extremen – Geschwindigkeiten trimmt.

Die beiden Weibull-Parameter werden für jeden Azimuth-Sektor so bestimmt, daß folgende Forderungen erfüllt sind: 1) Die gesamte Windenergie in der Weibull-Verteilung und in der beobachteten Verteilung stimmt überein, und 2) die Häufigkeiten von Geschwindigkeitsereignissen größer als der beobachtete Durchschnittswert sind nach beiden Verteilungen gleich. Die Kombination beider Bedingungen führt auf eine Gleichung, die nur von k abhängt und deren Lösung durch ein Standard-Verfahren (root-finding algorithm) gefunden werden kann.

Die meisten Schwierigkeiten bei der Anpassung der Meßdaten an die mathematische Verteilung ergeben sich bei den ganz niedrigen und den sehr hohen Geschwindigkeiten. Die maximalen Windgeschwindigkeiten im obersten Perzentil der Meßdaten sind statistisch sehr unsicher und es müssen Spezialmethoden (wie etwa Gumbel, 1958) angewandt werden. Diese Analyse ist in diesem Atlas nicht enthalten, so daß die Weibull-Verteilung nicht für die Berechnung der Häufigkeiten für Ereignisse unter 0.01 herangezogen werden darf.

Im Falle niedriger Geschwindigkeiten können die begrenzte Empfindlichkeit der Anemometer zu Aufzeichnungsproblemen sowie die Aufarbeitung der Meßdaten zu merklichen Fehlern bei der Frequenzanalyse führen. Solche Fehler haben manchmal eine hohe Häufigkeit von Fällen mit Windstille zur Folge. Da die Analyse letztlich aber der Nutzung der Windenergie dient, ist die exakte Erfassung der Häufigkeiten von Geschwindigkeiten unterhalb des Durchschnittswertes von minderer Bedeutung, so daß die genannte Anpassungsmethode gerechtfertigt erscheint. Es sei trotzdem darauf hingewiesen, daß das Analyseverfahren bei gewissen meteorologischen Stationen ungenau ist, die eine mittlere Geschwindigkeit von weniger als $\approx 3 \text{ m s}^{-1}$

aufweisen, gleichzeitig aber in Gegenden mit verhältnismäßig starkem Wind gelegen und nur aufgrund örtlicher Gegebenheiten stark abgeschirmt sind. Außerdem ist dieses Verfahren ungeeignet bei niedrigen Windgeschwindigkeiten.

Das oben beschriebene Verfahren zur Anpassung der Weibull-Parameter wird zur Analyse der Meßdaten aus jedem Azimuth-Sektor sowie für die sektorenweise vom Modell berechneten (beziehungsweise transformierten) Häufigkeitsverteilungen verwendet. Sowohl die auf die totalen als auch die auf die azimuth-unabhängigen Windverteilungen bezogenen Parameter sind aus den sektorenweise gebildeten und an die Summen der ersten und dritten Momente angepaßten Verteilungen gewonnen.

8.7 Das Analyse-Modell des Windatlasses

Das Gesamtmodell setzt sich aus den oben beschriebenen Modulen zusammen. Es berechnet auf der Grundlage der gemessenen Winddaten sowie der Angaben zur lokalen Geländerauhigkeit, zur Abschirmung durch Hindernisse und zur topographischen Höhenstruktur eine regionale Windklimatologie in der Form von Weibull-Parametern, die auf Standardbedingungen bezogen sind. In Kapitel 7 finden sich Angaben zu allen meteorologischen Stationen, die in diesem Atlas berücksichtigt sind. Dort sind jeweils die Eingabedaten zum Modell auf der linken Seite und die Modellergebnisse auf der rechten Seite zusammengefaßt. Eine schematisierte Darstellung des Analysemodells zeigt Abbildung 8.6.

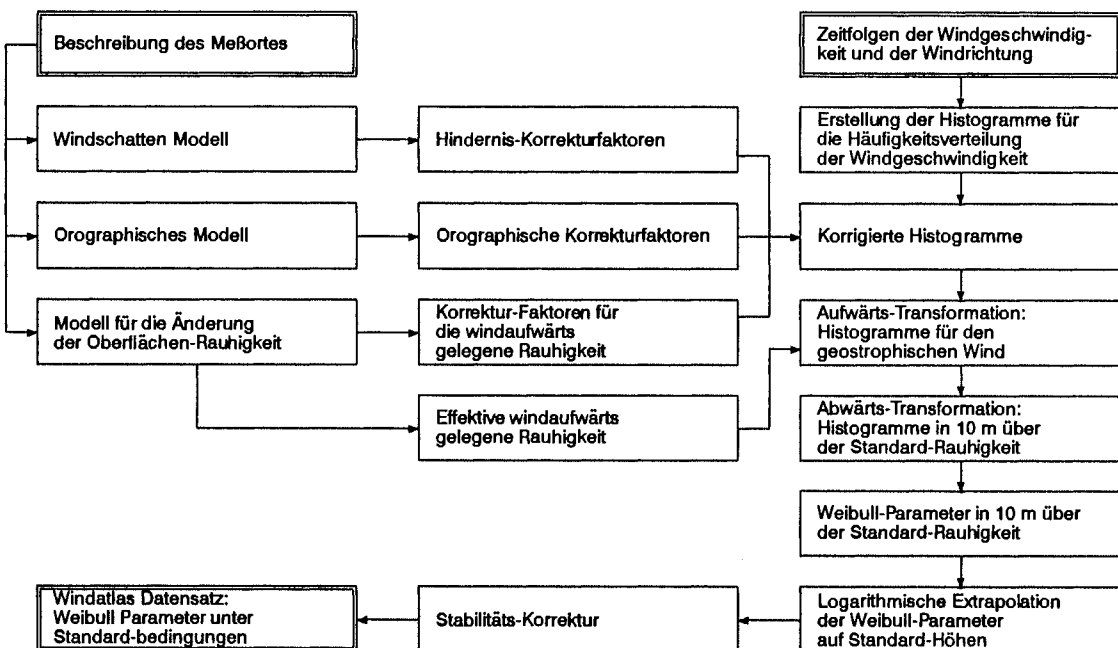


Bild 8.6. Schemabild des Analysemodells für den Windatlas

Das Berechnungsverfahren kann wie folgt zusammengefaßt werden: Die Eingabedaten liegen in der Form von Histogrammen für jeden von insgesamt 12 Azimuth-Sektoren vor, welche die Häufigkeit von Ereignissen der Windgeschwindigkeit in Klassen mit der Breite von 1 ms^{-1} einteilen. In einem ersten Schritt werden für jeden Sektor Korrekturfaktoren berechnet, die unabhängig von der Windgeschwindigkeit sind. Drei Sätze von Korrekturfaktoren spielen dabei eine Rolle:

- Die Korrekturfaktoren bezüglich Hindernissen aus dem Submodell zur Berücksichtigung der Abschirmung, hier als C_{obs}^j für den j ten Azimuth-Sektor.
- Die Korrekturfaktoren C_{rou}^j bezüglich Änderungen der Bodenrauhigkeit. Das entsprechende Submodell setzt die Geschwindigkeit an der Station mit der Geschwindigkeit stromaufwärts des fraglichen Übergangs von einer Rauigkeit zu einer anderen in Beziehung. Weiterhin ergibt sich aus der flächenmäßigen Wichtung verschiedener Rauigkeiten ein effektiver Wert für z_{0e}^j stromaufwärts der Station.
- Die Korrekturfaktoren bezüglich der Orographie aus dem Teilmodell zur Berücksichtigung des Höhenprofils der Umgebung. Dieses Modell benötigt als Eingangsdaten ein Windprofil im Zentrum jeden Sektors für alle Richtungen. Dabei werden die jeweiligen Oberflächenrauigkeiten als Parameter für das Orographiemodell verwendet, wie schon in Abschnitt 8.5 erläutert wurde. Daraus ergeben sich C_{oro}^j und D_{oro}^j , wobei D_{oro}^j die vom Orographiemodell berechnete Ablenkung des Windvektors in Grad bezeichnet.

Im zweiten Schritt werden die Werte aus allen Geschwindigkeits- und Azimuthklassen mit Hilfe dieser Faktoren transformiert. So korrigiert etwa der Hindernis-Faktor C_{obs}^j den j ten Sektor und den Geschwindigkeitswert in der Klasse von $u^{(k)}$ bis $u^{(k+1)}$ so, daß sich die entsprechenden Werte ergeben, die sich bei Entfernung des Hindernisses einstellen würden. In ähnlicher Weise transformieren die Submodelle zur Berücksichtigung der orographischen und der Rauigkeitseinflüsse die Klassengrenzen entsprechend den Verhältnissen stromaufwärts der Station. Die Drehung der Azimuth-Grenzen erfolgt durch Anwendung der orographisch bedingten Drehwinkel, wobei der Durchschnittswert der beiden nächstliegenden Grenzen verwendet wird.

Die effektive Rauigkeitslänge z_0^j geht in allen neu gebildeten Klassengrenzen in das geostrophische Reibungsgesetz 8.5 ein, woraus die entsprechenden Grenzen $G^{k,j}$ und $G^{k+1,j}$ mit den dazugehörenden Richtungen $D_{low}^{k,j}$ und $D_{high}^{k,j}$ aus den beiden Nachbarn der ursprünglichen Azimuth-Klasse resultieren. Bei diesem Transformationsschritt bleibt der Häufigkeitswert in der Klasse erhalten. Zwar könnte der geostrophische Wind zur Beschreibung der regionalen Klimatologie verwendet werden, doch wird stattdessen der Transformationsprozeß fortgesetzt, um die Windverteilungen bei Standardwerten der Bodenrauhigkeit zu erhalten. Unter nochmaliger Anwendung des geostrophischen Reibungsgesetzes werden mit Hilfe der oben gewonnenen $G^{k,j}$, $G^{k+1,j}$ und D Werte für u_* und die Windrichtung unter Standardbedingungen der Rauigkeit berechnet. Das logarithmische Profil (Gleichung 8.1) liefert die Windgeschwindigkeiten im niedrigsten Standardniveau von 10 m. In diesem Stadium werden nun die Beiträge zu den "Standardklassen" des Azimuth (30°)

und der Geschwindigkeit (1 ms^{-1}) berechnet. Diese Prozedur wird für jede Azimuth- und Geschwindigkeitsklasse aus den Eingangsdaten wiederholt, als Ergebnis werden also vier gleichartige Sätze von Histogrammen erhalten, die nun aber dem untersten Standardniveau von 10 m und jedem der vier Rauigkeitsklassen zuzuordnen sind. Daraus werden als nächstes die zugehörigen Häufigkeiten errechnet und die Weibull-Parameter nach dem Anpassungsverfahren aus Abschnitt 8.6 bestimmt. Die Weibull-Parameter der oberen Standard-Niveaus z_n werden anschließend nach dem Verfahren aus Abschnitt 8.1 ermittelt, wobei eine Modifikation des logarithmischen Profils verwendet wird, welche die Variationen des Bodenwärmeflusses berücksichtigt. Die Durchschnitts- und rms-Wärmeflüsse werden getrennt für Land- und Seeverhältnisse festgelegt. Dabei gelten für alle analysierten Stationen folgende Werte:

Mittlerer Wärmefluß über Land	=	-40 Wm^{-2}
Mittlerer Wärmefluß über Meer	=	15 Wm^{-2}
rms-Wert des Wärmeflusses über Land	=	100 Wm^{-2}
rms-Wert des Wärmeflusses über Meer	=	30 Wm^{-2}

Die Gleichungen 8.17–8.18 ergeben Faktoren der "Kontamination" durch Stabilitätseffekte für Mittelwerte und Standardabweichungen. Diese Ausdrücke leiten sich aus der "Kontamination" der Eingangsdaten unter Berücksichtigung von Anemometerhöhe, Küstenabstand und mittlerer Bodenrauigkeit stromaufwärts in jedem Azimuth-Sektor ab. In ähnlicher Weise wird die "Kontamination" der verschiedenen Standardhöhen berechnet. Die aus diesen Werten und den entsprechenden Eingangsdaten gebildeten Verhältniszahlen werden dann dazu verwendet, die Weibull-Parameter zu korrigieren, wobei das logarithmische Profil unterstellt wird. Die entsprechenden Mittelwerte und Standardabweichungen werden mit Hilfe der Ausdrücke in Gleichung 8.42 ermittelt, die Korrekturen werden ausgeführt und eine inverse Berechnung führt auf die Weibull-Parameter der korrigierten Mittelwerte und Standardabweichungen. Dabei bezieht sich die Rauigkeitsklasse 0 auf Bedingungen über Wasser, während die drei anderen Klassen bezüglich der Inlandbedingungen außerhalb jedes Küsteneinflusses korrigiert werden.

8.8 Das Anwendungsmodell zum Windatlas

Das Analysemodell zur Erstellung des Windatlases ist im vorangegangenen Kapitel vollständig beschrieben worden. Ebenso wichtig ist aber das Modell, mit dessen Hilfe sich umgekehrt ortsspezifische Verteilungen der Windgeschwindigkeit aus den regionalen Klimaverhältnissen berechnen lassen. Dieses Modell zeigt das Schema-bild 8.7. Es eröffnet dem Nutzer des Atlases die Möglichkeit, die ermittelten regionalen Statistiken zu überprüfen beziehungsweise selbst eine Standortwahl zu treffen.

Dieses in WASP integrierte Modell ist so weit als möglich als Umkehrung des Analyse-Modells angelegt. Die Korrekturfaktoren für lokale Abschirmung, Orographie und Inhomogenitäten der Rauigkeit sind absolut identisch zum Analyseteil

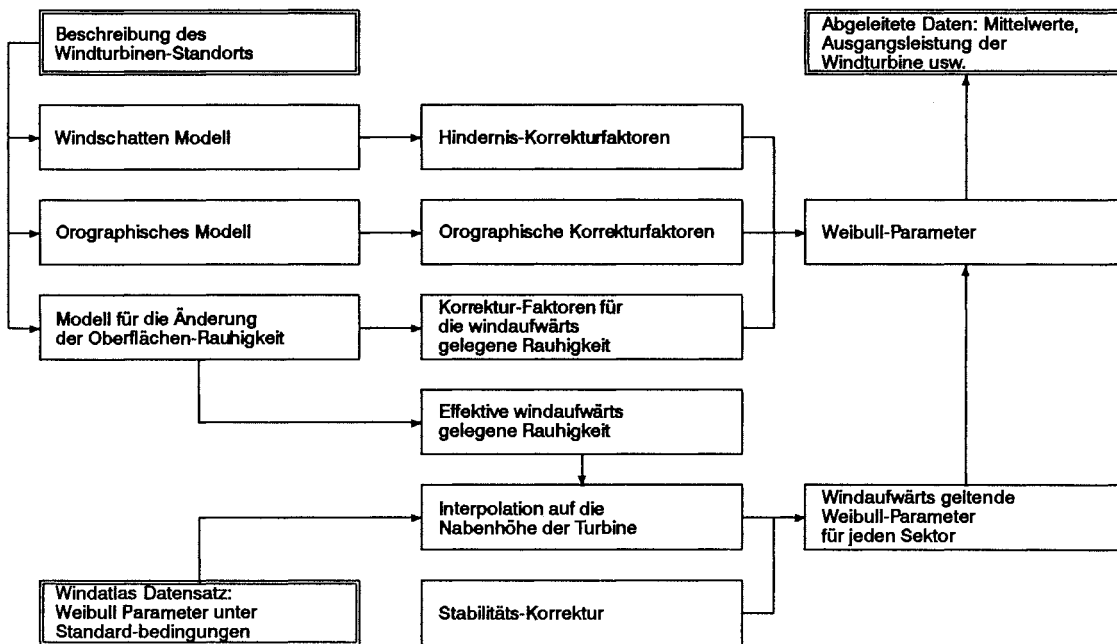


Bild 8.7. Schematische Darstellung des Anwendungsmodells zum Windatlas

modelliert, jetzt aber natürlich unter Verwendung vorliegender Listen mit Angaben über Hindernisse, Orographie und Rauigkeitsverhältnisse, wie sie an dem Ort gegeben sind, auf den die Atlasdaten anzuwenden sind.

Der Anwender wählt die fragliche Höhe über Grund und geht in eine Tabelle des Windatlasses, aus der die passenden Weibull-Parameter A_j und k_j für jeden Azimuth-Sektor zusätzlich zur Häufigkeit f_j abgelesen werden können. Weicht die gewählte Höhe von den Standardhöhen ab, so kann man logarithmisch interpolieren. Die Werte der Oberflächenrauigkeit z_{0e} in jedem Sektor werden mit dem bekannten Modell zur Berücksichtigung sich ändernder Rauigkeit berechnet (siehe Abschnitt 8.3). Die Korrekturfaktoren werden für jeden Sektor auf den A -Parameter angewendet, während der k -Parameter aus der Tabelle beibehalten wird. Zuletzt wird die Stabilitätskorrektur analog zum eingeführten Verfahren ausgeführt.

Sind Höhe über Grund, Geländerauigkeit, Hindernissituation und orographische Verhältnisse gegeben, so liefert das Modell Werte der sektoralen Weibull-Parameter sowie sektorale Häufigkeiten zur verlangten regionalen Klimatologie. Konsistenz ist intern gewährleistet durch Berechnung der Stationsklimatologie anhand einer Regionalklimatologie, die zuvor mit Hilfe des Analysemodells aus denselben Stationsdaten errechnet wurde. Von noch größerem Interesse ist die Ableitung einer Regionalklimatologie auf der Grundlage der Daten einer Station, die dann zur Vorhersage der lokalen Verhältnisse an einer benachbarten Station verwendet wird. Solche Tests sind Gegenstand von Kapitel 9.

8.9 Meteorologische Daten und Stationsbeschreibung

Das Netz meteorologischer Stationen der Beobachtungs- und Überwachungsdienste wird üblicherweise als synoptisches Netz bezeichnet. Die Beobachtungsposten müssen notwendigerweise dort eingerichtet werden, wo Personal rund um die Uhr verfügbar ist. Solche Stationen müssen nicht unbedingt ausschließlich der Wetterüberwachung dienen. Es eignen sich durchaus auch etwa Leuchttürme. Aber auch auf Flughäfen müssen meteorologische Messungen zur Gewährleistung der Flugsicherheit durchgeführt werden, die natürlich in das synoptische Netz mit einfließen. Die meisten Stationen, deren Daten in den Windatlas eingegangen sind, waren oder sind Bestandteil dieses synoptischen Netzes.

Lange Zeitreihen mit Winddaten gibt es von synoptischen Stationen, von Klimastationen sowie aus anderen Quellen. Für jedes Land wählte der Teilnehmer die Stationen aus, von denen der Reihe nach Daten angefordert wurden. Die Auswahl wurde im Hinblick auf mehrere Zielvorstellungen (Anhang C) getroffen, die wie folgt zusammengefaßt werden können:

- Ausreichende Flächendeckung für jedes Land: Aus jeder Klimazone sollten wenn möglich Daten zur Verfügung stehen. Dies bedeutete, daß aus Flachlandregionen Daten von Stationen erhältlich sein sollten, die nicht weiter als 200 km auseinanderliegen. In Gebirgen konnte diese Anforderung kaum irgendwo erfüllt werden, so daß für solche Gebiete nur punktuelle Ergebnisse aus der Analyse hingenommen werden mußten.
- Hinreichend lange Zeitreihe. Die Klimatologie arbeitet normalerweise mit 30-jährigen Beobachtungsreihen, für diese Studie mußte das Mindestkriterium auf 10 Jahre herabgesetzt werden. Die Notwendigkeit dafür ergab sich aus der großen Bedeutung, die einer zuverlässigen Angabe zum Meßgerät beziehungsweise der Genauigkeit der Messung beigemessen wurde.
- Günstiger Aufstellungsort des Anemometers in ausreichender Entfernung von Gebäuden und anderen Hindernissen. Diese Anforderung ließ sich wahrscheinlich am schwersten erfüllen.
- Eine genaue Beschreibung der anemometrischen Bedingungen. Die Daten sollten über Intervalle zwischen zehn Minuten und einer Stunde gemittelt sein und für den ganzen Tag verfügbar sein.

Diese Anforderungen waren vielfach nicht gleichzeitig erfüllbar, so daß der jeweilige Teilnehmer jedes Landes die Stationsauswahl unter Abwägung aller Kriterien nach bestem Wissen treffen mußte. Dann wurden die Daten der ausgewählten Stationen den Archiven der meteorologischen und Flugüberwachungsdienste der Teilnehmerstaaten entnommen, auf Magnetbänder übertragen und zusammen mit den in Anhang C beschriebenen ausgefüllten Fragebögen ausgeliefert.

Es wurde davon ausgegangen, daß die Daten von den Organisationen, die sie bereitstellten, auf Qualität geprüft worden waren. Nach Eingang der Magnetbänder wurde

als wichtigster Check die Häufigkeitstabelle geprüft, also die Rohstatistik jeder Station aus Kapitel 7. Dabei stellten sich unter anderem folgende Mängel heraus:

- Abnorm hohe Windgeschwindigkeiten
- Abnorm hohes Auftreten einzelner Windgeschwindigkeits- oder Richtungsklassen
- Verdächtige Muster in den Tabellen, hervorgerufen durch die Transformation von Einheiten wie Beaufort, Knoten, Meilen pro Stunde etc. in Meter pro Sekunde. Teilweise waren die Originaldaten auch in andere Richtungsklassen (beispielsweise 16) eingeteilt und mußten für den Windatlas in 12 Sektoren umgerechnet werden, was gleichfalls zu charakteristischen Mustern in den Tabellen führt.

Die Behebung solcher Mängel war recht einfach. Die abnorm hohen Windgeschwindigkeiten wurden manuell entfernt, nur sehr wenige Datenpunkte blieben von dieser Maßnahme ausgenommen. Abnorme Windrichtungen und -Geschwindigkeiten wurden mit der bekannten Klimatologie verglichen. Die durch fehlerhafte Transformation entstandenen Muster wurden mit Hilfe folgender Prozedur ausgemerzt: Ist die Diskretisierung der Geschwindigkeit u und der Richtung D gegeben durch Δu und ΔD , dann wird jedem Meßwert der neue Wert

$$u_{new} = u_{old} + a\Delta u \quad (8.45)$$

$$D_{new} = D_{old} + b\Delta D$$

zugeordnet und a und b mit einem Zufallszahlengenerator gleichmäßig auf das Intervall $[-0.5, +0.5]$ verteilt.

Ein anderes Problem ergab sich aus dem Fehlen nächtlicher Messungen bei einigen Stationen. Zwar lieferte die überwiegende Zahl der ausgewählten Stationen entsprechend den bereits genannten Kriterien Meßwerte rund um die Uhr, doch konnte nicht darauf verzichtet werden, in einigen Gebieten auch Stationen heranzuziehen, die in den Nachtstunden Lücken aufweisen. Diese Stationen unberücksichtigt zu lassen hätte bedeutet, über große Gebiete keine Information zu haben.

Bevor solche Stationen weiter analysiert werden konnten, mußten die bestehenden Lücken in den Datensätzen geschlossen werden. Üblicherweise stellt sich in der Nacht ein Minimum im durchschnittlichen Tagesgang der Windgeschwindigkeit ein. Eine Weiterverarbeitung der Frequenztabellen ohne Ergänzung der fehlenden Nachtwerte würde daher eine fehlerhafte Verschiebung zu höheren Windgeschwindigkeiten zum Ergebnis haben.

Zur Ergänzung fehlender Daten wurde ein Verfahren gewählt, das die Lücken durch lineare Interpolation zwischen dem letzten Meßpunkt am Abend und dem ersten Meßpunkt am Morgen ersetzt. Damit wurden vollständige Frequenztabellen mit einer Einteilung in acht dreistündige Intervalle erzeugt. Man kann die von diesem

Problem fehlender Nachtwerte betroffenen Stationen in den "klimatologischen Daten" und an der Tabelle mit den Mittelwerten in den Stationstabellen erkennen, weil dort die Werte für bestimmte Stunden fehlen.

Die mit den Meßdaten mitgelieferten Informationen über die topographischen Verhältnisse der Umgebung wurden in Zahlen umgewandelt, die in das Rauigkeits-, Abschirmungs- und Orographiemodell eingehen.

Die Klassifikation der Rauigkeit folgte hauptsächlich dem in Abschnitt 5.2 erläuterten Verfahren unter Verwendung des in Abschnitt 8.3 beschriebenen Submodells. Die Rauigkeit wurde aus Karten mit dem Maßstab 1:25 000 oder 1:50 000 bestimmt oder es wurden Photos von der Meßstation herangezogen, in manchen Fällen auch Luftbilder. Aus militärischen Gründen konnten bei manchen Stationen weder Karten noch Photos mitgeliefert werden. In solchen Fällen besorgte der Teilnehmer die fehlende Information so weit als möglich aus anderen Quellen.

Für jede Station wurde der Horizont in zwölf 30°-Sektoren eingeteilt und anschließend jedem der Sektoren eine Rauigkeitslänge zugeordnet. Diese Klassifikation hat Gültigkeit für die Umgebung der Station bis zu einer Entfernung von mindestens 5 km. Lagen ausgedehntere Wasserflächen oder andere Geländeformen mit einem signifikanten Rauigkeitssprung in etwas größerer Entfernung zur Station, so wurde die Klassifikation auf den Umkreis von 10 km und mehr ausgedehnt. Die Stationsstatistiken enthalten Angaben zu den Rauigkeitsverhältnissen.

Informationen über Hindernisse nahe am Anemometerstandort, welche die Messung beeinflusst haben könnten, wurden entweder von den Teilnehmern in Form eines ausgefüllten "Formulars zur Beschreibung von Hindernissen" mitgeliefert oder aber aus Karten, Photos und anderem Material erschlossen.

Wir kehren noch einmal zurück zu dem Problem, wie mit Messungen von Gebäudedächern zu verfahren ist. Offensichtlich wird es umso schwieriger, Aussagen über regional repräsentative Windverhältnisse zu treffen, je stärker die entsprechenden Meßdaten von benachbarten Gebäudestrukturen beeinflusst sind. Vom Anfang dieser Studie an wurde versucht, nur Daten von Anemometern auf freistehenden Masten zu berücksichtigen. Im Sinne einer einigermaßen flächendeckenden Informationsgewinnung ergab sich dann aber doch die Notwendigkeit, solche Problemstationen mit aufzunehmen. Entsprechende Vermerke finden sich in der Stationsbeschreibung von Kapitel 7.

Die Daten solcher Stationen, die erkennbar dem Einfluß der orographischen Verhältnisse unterliegen, wurden mit dem in Abschnitt 8.6 besprochenen Orographie-Modell bearbeitet. Der Input zu diesem Submodell wurde topographischen Karten in Form von Höhenlinien entnommen. Dazu wurden Karten im Maßstab 1:25 000 oder 1:100 000 herangezogen. Um die meteorologischen Stationen herum wurden die Höhenlinien mit der größtmöglichen Auflösung mit Hilfe eines standardmäßigen Digitalisierungsgerätes aufgenommen. Zur Erleichterung dieser Feinarbeit wurden in einzelnen Fällen auch Vergrößerungen von Kartenausschnitten verwendet.

Statistiken von Radiosonden

Zusätzlich zu den Bodenmessungen enthält der Windatlas auch Statistiken von 29 Radiosondenstationen. Die einzelnen Länder benutzen dabei unterschiedlich instrumentierte Radiosonden. Der folgende Text stammt aus "Meteorological Office: Upper-Air Summaries, 1961-70" und beschreibt das britische System:

Das Radar verfolgt einen passiven Reflektor, der am Ballon angebracht ist. Die Erfassung der Ballonposition erfolgt in sphärischen Polarkoordinaten (Abstand, Azimuth und Elevation). Die Datenerfassung erfolgt jeweils im Abstand von einer Minute bei der Radiosonde und dem Radar gleichzeitig. Der Wind in einem gegebenen Standardniveau wird aus der horizontalen Verlagerung des Ballons im Zwei-Minutentakt und ungefähr zentriert um das fragliche Niveau bestimmt; dadurch entspricht der Meßwert einem Mittel über eine etwa 730 m mächtige Schicht. Radiosondenaufstiege erfolgen um 00 Uhr und um 12 Uhr GMT.

Die Werte in Tabelle 7.3 entsprechen dem Druckniveau von 850 mb (mit Ausnahme der griechischen Station Heraklion), was einer Höhe von etwa 1500 m entspricht. Über tiefgelegenem Flachland entspricht der Wind in dieser Höhe weitgehend dem geostrophischen Wind. Dies erklärt die große Bedeutung der Radiosondendaten: Der geostrophische Wind ist Bestandteil der theoretischen Grundlagen dieses Atlas, dessen Methode zum Teil darauf beruht, den geostrophischen Wind aus Bodendruckmessungen zu ermitteln. Die Berechnung einer regionalen Windstatistik aus Statistiken des geostrophischen Windes ist von Jensen et al. (1984) und von Petersen et al. (1981) beschrieben worden. Die aus den Radiosondendaten berechnete regionale Windklimatologie findet sich in Kapitel 7. Sie ist das Ergebnis des Analysemodells dieses Windatlases aus Abschnitt 8.7 (Die Dateneingabe erfolgt in dem Modellteil, der in Abbildung 8.6 mit "Histogramme des geostrophischen Windes" bezeichnet ist).

Aus einer Reihe von Gründen wurden die Statistiken der Radiosondenmessungen nicht als primäre Datenbasis für diese Studie verwertet. Einer dieser Gründe ist die geringere Luftdichte der höheren Atmosphäre im Vergleich zu Bodenstationen, ein anderer die Schwierigkeit, nach Form und Qualität einheitliche Daten zu bekommen. Die Verwendung von Radiosondendaten ist noch nicht hinreichend erforscht. Trotzdem legt ein vorläufiger Vergleich von Vorhersagen auf der Grundlage von Radiosonden- und Bodendaten es nahe, daß die Übereinstimmung gut ist, wenn die von den Radiosonden gemessene Windgeschwindigkeit mehr als etwa 10 m s^{-1} beträgt. Bei kleineren mittleren Werten resultiert aus den Radiosondendaten ein Bodenwind, der im Vergleich zu Messungen zu stark ist.

Die Radiosondenstatistiken werden durch Statistiken für den geostrophischen Wind am Boden ergänzt, die aus Messungen des Bodendrucks für eine Position in Dänemark berechnet wurden (Petersen et al., 1981).

8.10 Die Grenzen von Daten und Modellen

Es ist unmöglich, strenge Fehlergrenzen für die Daten des Atlases anzugeben, so daß die in Kapitel 9 vorgeschlagenen Vergleichsrechnungen die beste Aussage über die Verlässlichkeit der Ergebnisse treffen. Um diese Vergleiche einordnen zu können, folgt nun eine kurze Diskussion der Unsicherheiten in den Daten und Analyseverfahren.

Meßergebnisse sind von Natur aus fehlerbehaftet. Die Auswahl der Meßinstrumente und die Methoden der Auswertung erfolgen im Hinblick auf eine Zielvorstellung bezüglich der Genauigkeit der Endergebnisse. Gute Qualität der Anemometer und sorgfältige Kalibrierung erlauben eine Meßgenauigkeit von $\pm 2\%$, vorausgesetzt, die Windgeschwindigkeit liegt höher als 3 ms^{-1} . Diese Genauigkeit kann allerdings nicht für die synoptischen und klimatologischen Daten angenommen werden, die das Basismaterial dieses Atlases ausmachen. Sofern systematische Fehler wie etwa falsche Eichung der Anemometer ausgeschlossen werden können, kann man bezüglich der Windgeschwindigkeit von einer Genauigkeit von $\approx 5\%$ ausgehen. Dennoch mögen manche Datensätze auch größere unentdeckte Fehler enthalten, die sich in den Endergebnissen auswirken dürften. Dies bedeutet, daß die Abschätzung der mittleren Windleistung an einem bestimmten Punkt, für den eine Messung vorliegt, mit einem Fehler von $\approx 15\%$ oder mehr behaftet sein kann.

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Transformationen ermöglichen die Berechnung von Windstatistiken auch für Punkte fernab von einer Meßstation. In gleicher Weise lassen sich Methoden zur Bereinigung von lokalen Geländeeinflüssen anwenden, wie sie ebenfalls bereits beschrieben wurden. In jedem Fall handelt es sich um Extrapolationen zur Ableitung der Verhältnisse in horizontaler und vertikaler Versetzung bezüglich einer Meßstation oder eines imaginären, idealisierten Ortes. Die praktische Anwendung des Atlases schließt auch die Extrapolation von einer vergangenen Meßperiode in die Zukunft mit ein.

Zu den Fehlern der Meßdaten gesellen sich durch die Modellierung weitere Unsicherheitsfaktoren, etwa durch die Transformationen, aber auch durch die Spezifikation der klimatologischen- und Rauigkeitsparameter an jeder Station, so daß sich letzten Endes die Unsicherheiten kumulieren.

Die oben beschriebenen Submodelle basieren allesamt auf vereinfachenden Annahmen, die aber die Analyse überhaupt erst ermöglichen. Das geostrophische Reibungsgesetz (Gleichung 8.5), das der Dreh- und Angelpunkt der gesamten Modellierung ist, darf streng genommen nur unter idealisierten und limitierten Bedingungen angewendet werden. Seine Anwendung bei der Berechnung der geostrophischen Windgeschwindigkeit aus einer Bodenwindmessung führt zu einer Unsicherheit von $\pm 15\%$ oder mehr. Diese Unsicherheit geht hauptsächlich auf Instationarität und Baroklinität zurück (Clarke and Hess, 1974). Die für den Windatlas abgeleitete Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit unter der Bedingung verschiedener Bodenrauigkeiten ist aber von deutlich kleineren Abweichungen betroffen, wie praktische Untersuchungen zeigen. Dies machen die Ergebnisse der Stationsver-

gleiche in Kapitel 9 deutlich, besonders bei der Betrachtung von Stationen fernab von Gebirgen.

Für das in Abschnitt 8.4 behandelte Abschirmungsmodell lassen sich die grundlegenden Unsicherheiten nach den Ergebnissen von Perera (1981) abschätzen. Zusätzliche Unsicherheit kommt dadurch in das Modell, daß es auf reale dreidimensionale Objekte angewendet wird. In den Rechenergebnissen schlagen die typischen Effekte durch abschirmende Hindernisse mit wenigen Prozent zu Buche, so daß selbst große relative Fehler bei der Kalkulation der Abschirmung nur einen begrenzten Einfluß auf die berechneten Statistiken haben. Wenn die Reduktionsfaktoren dieses Submodells jedoch groß sind, ist allerdings auch die Unsicherheit bei den Statistiken groß.

Die Unsicherheiten des Rauigkeitsmodells und die Zuordnung von Bodenrauigkeiten steigen mit der Bodenrauigkeit stark an. Die Abschätzung der Rauigkeit aus topographischen Angaben ist nur auf ungefähr einen Faktor 1.5 genau. Dies bewirkt in den mittleren Geschwindigkeiten einen Fehler von schätzungsweise $\approx 5\%$ bei Stationen mit $z_0^{\text{etwa}} < 10$ cm, beziehungsweise bis zu $\approx 15\%$ bei $z_0^{\text{etwa}} > 40$ cm.

Bei stark abgeschirmten Orten ergibt sich die zusätzliche Schwierigkeit, daß die Meßdaten wegen der relativ hohen Anlaufgeschwindigkeit der meisten Anemometer oftmals zu kleine Werte der mittleren Windgeschwindigkeiten enthalten.

Die größten Fehler im Atlas rühren aber von der Berechnung des Windes in komplexem Gelände. Empirisch liefert das Orographiemodell zwar gute Vorhersagen der Strömungsabweichung bei nicht zu hohen Hügeln oder Kämmen. Typische Fehler bei der Abschätzung der relativen Geschwindigkeitszunahme auf Hügelkuppen mit horizontalen Abmessungen von weniger als 1-2 km und Hangneigungen von weniger als 30% belaufen sich auf die Größenordnung von 10%. In steilerem Gelände unterschätzt das Modell die Geschwindigkeitsminderung im Lee von Hügeln. Dieser Effekt tritt aber auch bei anderen ähnlichen Modellen auf, etwa bei Salmon et al., 1987, und wirkt sich besonders ungünstig bei steilen Hügeln mit Strömungsablösung aus.

Bei größeren Gebirgen erweist sich das Modell zunehmend als unzulänglich, weil dann dynamische Effekte an Bedeutung gewinnen, die nicht berücksichtigt sind. Diese Fehlerquelle zu quantifizieren ist aber schwierig, wenngleich sich aus der Berechnung der Windverhältnisse nahe an Meßstationen abschätzen läßt, daß der Einfluß der großräumigen Dynamik auf die Ergebnisse nur marginal ist.

Die Basisdaten dieses Atlases beziehen sich auf niedrige Höhen, gewöhnlich 10 m. Für Höhen oberhalb 50 m gewinnt der Oberflächenwärmefluß zunehmend an Bedeutung bei der vertikalen Extrapolation der Windverteilungen. Aus diesem Grund sollte man in größeren Höhen mit einer abnehmenden Verlässlichkeit der Modellergebnisse rechnen. Die Vergleiche mit Meßdaten von hohen Masten in Kapitel 9 widersprechen dieser Erwartung zwar bis zu einem gewissen Grad, allerdings kann dieser Test des Stabilitätsmodells aufgrund der beschränkten Datenbasis nicht als zwingend erachtet werden.

Kapitel 9

Verifikation der Windatlas-Methoden

Eine Beurteilung darüber, ob die Regionalstatistiken aus der Berechnung von Mittelwerten einer bestimmten Station wirklich auf die Windgeschwindigkeitsverteilungen und die Vorhersage des Windenergiepotentials in der Umgebung der Station mit hinlänglicher Genauigkeit zutreffen, muß sich auf Vergleiche zwischen Modellergebnissen und Beobachtungen gründen. Eine teilweise Verifikation wird mit den folgenden Vergleichen zwischen Stationen mit vorwiegend gleichen klimatologischen Windbedingungen versucht, die in den Karten von Kapitel 2 wiedergegeben sind. Diese Stationen liegen außerdem nicht weiter als etwa 200 km auseinander.

9.1 Stationsvergleiche

So werden zum Beispiel die Regionalstatistiken für die Station Belmullet an der irischen Atlantikküste dazu benutzt, die mittlere Geschwindigkeit an der Meßstation Valentia vorherzusagen, die gleichfalls an der Atlantikküste gelegen ist. Die Methode wurde bereits in Abbildung 1.1 beschrieben. Die Eingabe für dieses Verfahren (das Anwendungsmodell des Windatlas WASP) ist die Regionalstatistik von Belmullet (Ausgangsdaten); für Valentia (Ergebnisdaten) werden Informationen über die Verteilung der Rauigkeit, der Hindernisse und die digitalisierte Karte des Höhenprofils in Form von Isohypsen benötigt.

Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Form von Tabellen zusammengefaßt, wobei die Namen der "vorhergesagten" Stationen fett gedruckt erscheinen, die der "vorhersagenden" Stationen als dreibuchstabige Abkürzungen. Die Diagonale enthält fett gedruckte Zahlen, die das Ergebnis der Selbstprognose der betreffenden Stationen enthalten. Abgesehen von Rundungsfehlern gleichen die resultierenden Mittelwerte den Meßwerten. Die fett gedruckten Zahlen eignen sich somit zum Vorhersagevergleich. Tabelle 9.2 zeigt zum Beispiel, daß die Stationen Claremorris, Roches Point und Cork für die Station Shannon Mittelwerte von 4.9, 4.9, und 5.2 m s^{-1} vorhersagen, was mit dem gemessenen Mittelwert von 5.0 m s^{-1} zu vergleichen ist. Die Matrix für die irischen Stationen beinhaltet ein besonders

überzeugendes Vergleichsergebnis mit ihren drei Gruppen von Stationen: Die atlantischen Küstenstationen, die Stationen an der Südküste und die Inlandstationen. Allerdings zeigen die Vergleiche anderer Stationen, daß das Ergebnis nicht immer so gut ausfällt.

Im vorangegangenen Kapitel wurden die Unsicherheiten diskutiert, die in den Methoden des Windatlas stecken, etwa Meßfehler oder die begrenzte Eignung des physikalischen Modells bei der Simulation realer Strömungsverhältnisse. Der Gesamteffekt aller Unsicherheiten mindert die Zuverlässigkeit der Regionalstatistiken und damit auch die Anwendbarkeit für die Prognose von Windstatistiken an regionalen Standorten. Außer diesen Unsicherheiten bestehen aber auch Probleme bei der Berechnung der Überströmung von hügeligem oder bergigem Gelände. So ist leicht nachvollziehbar, daß der Wind an einer Station in einem tief eingeschnittenen Tal stark kanalisiert ist. Für solche Verhältnisse ist die britische Station Fort Augustus ein Beispiel. Stationen, die einem starken orographischen Einfluß unterliegen, können allenfalls die Ausgangsdaten für eine Berechnung der Verhältnisse in benachbarten Tälern liefern.

Bei der Auswahl der Stützpunkte für den Querabgleich erwies es sich generell als schwierig, Stationen in stark gegliedertem Gelände zu finden, die jeweils dieselben Expositionsverhältnisse mit denselben orographischen Einflüssen aufweisen. Trotz dieser Probleme ist es gelungen, mehrere solcher Stationen für den wechselseitigen Vergleich zu finden und die mit diesen Geländeverhältnissen verbundenen Unsicherheiten herauszuarbeiten. Jede Ergebnismatrix ist mit einem kurzen Kommentar versehen – bezüglich einer weitergehenden Untersuchung von Diskrepanzen in den Vorhersagen sei der Leser auf die Stationsbeschreibungen in Kapitel 7 verwiesen.

Zwei Arten von typischen Abweichungen können ausgemacht werden, die Meßfehler und/oder Fehler bei der Aufbereitung der Input-Daten für die Modelle mit Hilfe der Stationsinformationen (Photos, Karten, schriftliche Dokumentationen etc). Charakteristisch für den ersten Fall ist es, daß, wenn für eine Station zu niedrige Werte vorhergesagt sind, die Berechnungen der anderen Stationen auf der Grundlage der Station selbst aber zu hoch ausfallen. Dies kann folgende Ursachen haben:

- Die Meßwerte der Windgeschwindigkeit an der Station sind zu hoch (wahrscheinlich ein Eichfehler)
- Die Festlegung der Rauigkeitswerte der Umgebung liegt höher als es den wahren Verhältnissen entspricht
- Der Effekt von Hindernissen in der Umgebung wurde zu hoch angesetzt
- Der kalkulierte Effekt der Orographie unterschätzt die Geschwindigkeits-Überhöhung

Der zweite Fehlertyp macht sich dadurch bemerkbar, daß, wenn für eine Station zu hohe Werte vorhergesagt sind, die Berechnungen der anderen Stationen auf der Grundlage der Station selbst aber zu niedrig ausfallen. Die Ursachen dafür ergeben sich aus der Umkehrung des vorigen Falles.

Die Vergleiche liefern einen ersten Anhaltspunkt dafür, wie repräsentativ die Statistiken einer Station oder einer Gruppe von Stationen für eine Region sind. Die Ergebnisse dieser Vergleichsrechnungen sollten aber mit einer gewissen Vorsicht gewertet werden: Viele Stationen weisen beinahe denselben Mittelwert zwischen 4 und 5 m s^{-1} auf und manche Vorhersagen erscheinen beinahe als zufällige Streuung innerhalb dieses Intervalls. Dennoch festigt sich das Vertrauen, wenn große Unterschiede zwischen Stationen richtig wiedergegeben werden, zum Beispiel im Fall der niederländischen Stationen Eelde und Feuerschiff Texel, die sich gegenseitig mit Werten von 4.5 und 7.6 m s^{-1} nahezu exakt vorhersagen. Ein Extremfall liegt bei den beiden britischen Stationen Snaefell, dem mit 621 m höchsten Punkt der Isle of Man, und Blackpool an der Küste der irischen See vor: Die gemessenen Mittelwerte liegen bei 13.8 und 5.7 m s^{-1} , die gegenseitige Vorhersage bei 12.0 und 7.1 m s^{-1} . Dieses Ergebnis erscheint befriedigend, wenn man bedenkt, daß in diesem Fall auch das Orographiemodell involviert ist und eine Verstärkung des mittleren Windes in Snaefell von bis zu 144% berechnet.

Umfangreichere Vergleiche innerhalb einer Gruppe von Stationen erfordern Vorhersagen für verschiedene Höhen. Aber auch eine Untersuchung der vorhergesagten Windrose ist aufschlußreich, weil sie eine Aussage über die Qualität der Weibull-Parameter und der Häufigkeitsverteilungen als Funktion der Windrichtung zuläßt. Selbst eine nur ansatzweise Präsentation solcher Vorhersagen würde den Rahmen dieses Atlases sprengen, dennoch werden einige Vergleichsergebnisse zwischen gemessenen (Mastmessungen) und berechneten Daten für verschiedene Höhenniveaus in Abschnitt 9.2 vorgestellt. So kann der Leser selbst Vergleiche der Windrosen zwischen Stationen anstellen, die nicht dem Einfluß von orographisch gegliedertem Gelände unterliegen und deren Prognosen auch unter Ausschluß des entsprechenden Submodells aus Kapitel 5 zustande gekommen sind. Für Vergleiche zwischen Gebirgsstationen kann man das WASP-Programm benutzen. Ein Beispiel liefert Tabelle 9.1.

Tabelle 9.1. Vorhersage der Windverhältnisse an einer Station in gebirgiger Umgebung unter Verwendung von Radiosondendaten. Die Regionalstatistik des Windatlases für die Radiosondenstation in Stornoway in Großbritannien wird dazu verwendet, die sektoralen und totalen Weibull-Parameter für Fort Augustus in Großbritannien vorherzusagen (siehe Abbildung 8.2).

Der Vergleich belegt, daß die Verwendung von Daten aus höheren Atmosphärenschichten zur Berechnung der Windverhältnisse in gebirgigem Gelände geeignet ist. Der Vergleich zwischen gemessenen und prognostizierten Daten zeigt gute Übereinstimmung, was zum Teil auf den starken Wind dieser Region zurückzuführen ist.

Sektor	Gemessen			Berechnet			Gemessen		
	Stornoway			Fort Augustus			Fort Augustus		
°	<i>A</i>	<i>k</i>	<i>f</i>	<i>A</i>	<i>k</i>	<i>f</i>	<i>A</i>	<i>k</i>	<i>f</i>
0	10.7	1.85	6.5	1.9	1.48	3.6	1.9	1.12	4.3
30	10.2	1.94	4.7	2.8	1.56	5.2	3.6	1.73	7.8
60	9.2	1.77	4.1	3.5	1.50	9.6	3.8	1.94	10.0
90	9.3	1.68	4.0	2.3	1.33	4.8	2.5	1.44	4.6
120	9.3	1.64	5.2	1.9	1.56	4.2	1.2	0.79	3.1
150	9.2	1.64	5.7	1.8	1.77	5.0	1.8	0.94	3.3
180	12.7	1.90	9.7	3.1	1.51	7.8	3.5	1.40	5.3
210	15.4	1.94	13.7	4.9	1.85	17.1	5.5	2.43	21.3
240	16.3	2.21	15.7	5.5	1.93	27.2	4.7	1.89	25.1
270	15.5	2.07	13.6	3.1	1.47	7.2	2.6	1.52	9.0
300	13.5	1.92	9.2	2.2	1.60	4.7	1.0	0.87	3.3
330	11.7	1.89	8.0	1.5	1.70	3.3	0.9	0.83	3.0
Total	13.1	1.81	100.0	3.7	1.42	100.0	3.9	1.65	100.0

Tabelle 9.2. Vergleich irischer Stationen. Drei Gruppierungen von Stationen treten in Erscheinung: Stationen an der Atlantikküste (Valentia, Belmullet und Malin Head), Stationen an der Südküste (Cork, Roches Point) und Inlandstationen (Shannon, Claremorris und Mullingar).

Die Übereinstimmung innerhalb dieser Gruppen ist sehr gut. Betrachtet man die beiden letzten Gruppen und Dublin als eine Gruppe, ist die Übereinstimmung gleichfalls gut. Dublin kann als repräsentativ für die flache Küste der Irischen See gelten und wird in Tabelle 9.3 mit Stationen in Großbritannien verglichen.

	Bel	Val	Mal	Sha	Cla	Roc	Cor	Mul	Dub
Belmullet	6.9	6.8	6.9	5.8	5.6	5.7	5.9	5.8	6.0
Valentia	5.9	5.7	5.8	4.9	4.8	4.9	5.1	4.9	5.2
Malin Head	8.5	8.3	8.2	7.1	6.9	7.2	7.4	7.1	7.4
Shannon	5.9	5.9	6.0	5.0	4.9	4.9	5.2	5.0	5.2
Claremorris	5.3	5.2	5.2	4.4	4.3	4.4	4.5	4.4	4.6
Roches Point	7.7	7.8	7.9	6.7	6.4	6.4	6.9	6.5	6.7
Cork	6.0	5.9	5.9	5.0	4.9	5.0	5.1	5.0	5.3
Mullingar	5.8	5.8	5.8	4.9	4.7	4.8	5.1	4.9	5.1
Dublin	5.9	5.8	5.9	5.0	4.8	4.9	5.1	4.9	5.2

Tabelle 9.3. Vergleich von sieben britischen Stationen und einer irischen. Die erste Gruppe umfaßt Stationen in der Nähe der irischen See: Dublin, Snaefell, Valley und Blackpool.

Der Stationsvergleich fällt gut aus, sogar im Fall von Snaefell, das auf dem höchsten Punkt der Isle of Man in 621 Metern Höhe liegt. Die Stationen Manchester, Bala, Lowther Hill und Eskdalemuir unterliegen Inlandbedingungen, wobei insbesondere die drei letzteren in sehr stark gegliedertem Gelände mit zahlreichen Bergspitzen liegen. Manchester findet sich auch in Tabelle 9.5.

	Dub	Val	Bla	Sna	Bal	Man	Low	Esk
Dublin	5.2	4.9	5.2	6.2	5.2	4.6	5.3	5.5
Valley	7.4	7.0	7.1	8.8	7.5	6.5	7.4	7.8
Blackpool	6.0	5.6	5.7	7.1	6.0	5.2	6.0	6.3
Snaefell	11.6	11.0	12.0	13.8	11.4	10.5	12.0	12.0
Bala	4.1	3.6	3.9	4.8	4.0	3.4	3.9	4.3
Manchester	5.0	4.9	5.0	6.1	5.2	4.5	5.2	5.5
Lowther Hill	10.1	9.4	10.1	11.9	9.9	8.9	10.1	10.5
Eskdalemuir	4.5	4.4	4.5	5.4	4.6	4.1	4.7	4.9

Tabelle 9.4. Vergleich zwischen schottischen Stationen. Von den sechs in dieser Matrix zusammengefaßten schottischen Stationen liegen vier an der Küste (Benbecula, Duirinish, Dustaffnage und Wick), zwei im Bergland: Cairngorm auf einem 1065-m hohen Gipfel und Fort Augustus im tiefen Glen Valley.

Duirinish und Dustaffnage liegen beide an der Westküste und sind denselben Windverhältnissen unterworfen, sie stimmen gut überein. Wick, das am nördlichsten Punkt Schottlands liegt, deckt sich recht gut mit den beiden Bergstationen, während Benbecula an der Westküste der äußeren Hebriden sich weniger gut einfügt. Die beiden Bergstationen wurden als extreme Standorte einbezogen, erstaunlicherweise stimmt das Ergebnis für Fort Augustus recht gut mit den Küstenstationen überein.

	Ben	Dui	Dus	Wic	Cai	For
Benbecula	6.8	5.5	5.7	5.8	6.9	6.8
Duirinish	7.5	6.0	6.2	6.4	7.8	7.4
Dustaffnage	6.1	4.9	5.2	5.3	6.1	5.9
Wick	6.8	5.5	5.8	5.9	6.8	6.6
Cairngorm	9.8	7.8	8.5	8.6	9.9	9.5
Fort Augustus	3.5	3.0	3.0	2.9	3.8	3.4

Tabelle 9.5. Vergleich zwischen britischen Stationen. Die neun mittel- und südenglischen Stationen dieser Tabelle lassen sich wie folgt zu Gruppen zusammenfassen: Mittelengland mit Manchester, Birmingham und London; Südwestengland mit Burrington, Exeter, Bournemouth und Yeovilton; östliches Mittelengland mit Waddington und Coltishall. Der Vergleich zwischen diesen drei Gruppen fällt recht befriedigend aus.

	Man	Bir	Wad	Col	Lon	Bou	Yeo	Exe	Bur
Manchester	4.5	4.6	4.9	4.5	4.0	4.1	4.7	4.5	5.1
Birmingham	4.5	4.5	4.8	4.5	4.0	4.0	4.7	4.5	5.2
Waddington	4.6	4.6	5.0	4.6	4.1	4.1	4.8	4.6	5.2
Coltishall	4.6	4.7	5.1	4.7	4.2	4.2	4.9	4.6	5.3
London	4.4	4.5	4.9	4.5	4.0	4.1	4.7	4.4	5.1
Bournemouth	4.7	4.8	5.1	4.7	4.2	4.3	4.9	4.7	5.4
Yeovilton	4.6	4.7	5.1	4.7	4.1	4.2	4.8	4.6	5.1
Exeter	4.5	4.6	4.9	4.6	4.1	4.1	4.8	4.6	5.3
Burrington	5.1	5.1	5.5	5.1	4.5	4.6	5.3	5.1	5.8

Tabelle 9.6. Vergleich dänischer Stationen. Die neun dänischen Stationen dieses Vergleichs lassen sich in die folgenden drei Gruppen einordnen: Mittleres westliches und nordwestliches Jütland mit Ålborg und Karup; das restliche Jütland mit Horns Rev Fyrskib, Tirstrup und Skrydstrup; die Inseln mit Beldringe auf Fynen, Kastrup auf Seeland und Rønne auf Bornholm.

Innerhalb dieser Gruppen ist die Übereinstimmung gut. Selbst wenn man alle Stationen als zu einer Gruppe gehörig betrachtet werden – wie im dänischen Windatlas der Fall – ist die Übereinstimmung immer noch recht gut.

	Ålb	Kar	Hor	Tir	Skr	Bel	Vær	Kas	Røn
Ålborg	5.8	6.2	5.4	5.8	5.6	5.4	4.9	5.9	5.3
Karup	5.0	5.3	4.6	4.9	4.8	4.5	4.2	5.0	4.5
Horns Rev Fyrskib	8.4	8.9	7.8	8.3	8.0	7.7	7.2	8.4	7.6
Tirstrup	4.5	4.7	4.2	4.3	4.3	4.0	3.8	4.5	4.2
Skrydstrup	4.8	5.2	4.5	4.8	4.6	4.4	4.1	4.8	4.4
Beldringe	5.5	5.8	5.1	5.4	5.3	4.9	4.6	5.5	4.9
Værløse	5.3	5.6	4.9	5.2	5.1	4.8	4.5	5.3	4.8
Kastrup	6.3	6.6	5.8	6.1	5.9	5.7	5.3	6.3	5.7
Rønne	6.5	7.0	6.0	6.5	6.2	6.1	5.5	6.5	5.8

Tabelle 9.7. Vergleich zwischen sechs deutschen Stationen und einer niederländischen Station. Dabei repräsentieren Bremen, Hamburg, Hannover, Braunschweig und Berlin die Verhältnisse im norddeutschen Flachland; sie stimmen gut überein. Düsseldorf und Eindhoven hingegen passen nicht zusammen, vermutlich wegen des Einflusses des Rheintals auf die Windverhältnisse bei Düsseldorf.

	Bre	Ham	Han	Bra	Ber	Düs	Ein
Bremen	4.3	4.5	4.3	4.2	4.3	4.0	4.5
Hamburg	4.2	4.3	4.1	4.0	4.1	3.9	4.4
Hannover	4.1	4.3	4.0	4.0	4.1	3.9	4.4
Braunschweig	4.1	4.2	4.0	3.8	4.0	3.7	4.2
Berlin	4.2	4.3	4.2	4.0	4.2	3.9	4.4
Düsseldorf	4.4	4.5	4.3	4.2	4.3	4.1	4.6
Eindhoven	4.3	4.4	4.2	4.1	4.2	3.9	4.4

Tabelle 9.8. Vergleich von sechs mitteldeutschen Stationen mit einer süddeutschen. Der Vergleich zwischen diesen sechs deutschen Stationen in Mittel- und Süddeutschland liefert für Nürnberg, Weißenburg und München ganz gute Ergebnisse, sonst läßt die Übereinstimmung zu wünschen übrig.

	Nür	Wei	Mün	Hof	Stu	Fra
Nürnberg	2.8	2.9	3.0	3.4	2.4	3.1
Weißenburg	2.6	2.7	2.9	3.3	2.3	3.1
München	3.1	3.3	3.2	3.8	2.6	3.5
Hof-Hohensaas	3.1	3.3	3.3	3.8	2.6	3.5
Stuttgart	3.1	3.1	3.2	3.7	2.6	3.3
Frankfurt	3.0	3.2	3.3	3.8	2.7	3.4

Tabelle 9.9. Vergleich von fünf Nordsee-Stationen mit einer Landstation. Die Tabelle vergleicht folgende fünf Nordsee-Stationen und eine Landstation: Die beiden deutschen Inseln Helgoland und List auf Sylt, die niederländische Insel Terschelling, die beiden Feuerschiffe Texel und Horns Rev sowie zuletzt der Flugplatz von Skrydstrup auf Jütland. Abgesehen von Terschelling fällt der Vergleich recht gut aus. Man erkennt, daß Skrydstrup mit seinem im Vergleich zu den anderen Stationen deutlich niedrigeren Mittelwert sowohl gut vorhergesagt wird als auch selbst eine gute Vorhersage liefert. Das Herausfallen von Terschelling tritt auch in Tabelle 9.10 in Erscheinung.

	Hel	Lis	Tex	Hor	Skr	Ter
Helgoland	7.2	7.5	7.1	7.3	7.5	7.7
List/Sylt	6.8	7.0	6.7	6.9	7.0	7.3
Texel Lichtschip	7.7	8.1	7.6	7.8	8.0	8.3
Horns Rev Fyrskib	7.7	8.1	7.6	7.8	8.0	8.3
Skrydstrup	4.4	4.7	4.4	4.5	4.6	4.8
Terschelling	7.1	7.5	6.9	7.2	7.4	7.6

Tabelle 9.10. Vergleich von sechs niederländischen Stationen. Beim Vergleich dieser sechs niederländischen Stationen fällt auf, daß mit Ausnahme von der Nordseeinsel Terschelling alle Stationen gut übereinstimmen. Schiphol, Leeuwarden und Eelde repräsentieren die Verhältnisse in Küstennähe zur Nordsee, während Eindhoven Inlandbedingungen hat.

	Sch	Ein	Lee	Tex	Eel	Ter
Schiphol	5.0	4.7	5.2	5.1	5.1	5.5
Eindhoven	4.7	4.4	4.9	4.8	4.8	5.2
Leeuwarden	5.0	4.7	5.1	5.0	5.1	5.4
Texel Lichtschip	7.6	7.2	7.9	7.6	7.8	8.3
Eelde	4.4	4.2	4.6	4.5	4.5	4.9
Terschelling	6.9	6.6	7.2	6.9	7.1	7.6

Tabelle 9.11. Vergleich zwischen belgischen, niederländischen und luxemburgischen Stationen. Fünf Stationen in Belgien (Middelkerke, Melsbroek, Florennes, Saint Hubert und Spa), die Station Findel-Flughafen in Luxemburg und Eindhoven in den Niederlanden werden miteinander verglichen.

Middelkerke liegt in 1200 Metern Entfernung von der Nordseeküste und stimmt nicht gut mit den anderen Stationen überein, die weiter im Binnenland liegen. Diese stimmen aber gut überein, und Middelkerke findet sich noch einmal in Tabelle 9.12.

	Mel	Flo	Sai	Spa	Fin	Ein	Mid
Melsbroek	4.4	4.3	4.3	4.4	4.2	4.5	4.9
Florennes	4.0	3.9	3.9	4.1	3.8	4.1	4.5
Saint Hubert	4.5	4.3	4.3	4.4	4.2	4.6	5.1
Spa	4.1	4.0	4.0	4.2	3.8	4.2	4.6
Findel	4.1	3.9	3.9	4.1	3.7	4.1	4.5
Eindhoven	4.4	4.3	4.2	4.4	4.1	4.4	4.9
Middelkerke	5.2	5.0	5.0	5.2	4.8	5.3	5.8

Tabelle 9.12. Vergleich von acht französischen Stationen und einer belgischen Station. Die acht Stationen in Nordwest-Frankreich und die belgische Station lassen sich in zwei Gruppen zusammenfassen: Die eine Gruppe enthält Küstenorte (Lorient, Brest, Dinard, Cherbourg und Middelkerke), die anderen liegen weiter als 10 km von der Küste entfernt (Evreux, Caen, Abbeville und Cambrai). Außer bei Cherbourg und Evreux stimmen die Stationen gut überein; Evreux kommt noch einmal in Tabelle 9.13 vor.

	Lor	Bre	Din	Mid	Che	Evr	Cae	Abb	Cam
Lorient	4.7	4.8	4.5	4.7	5.3	3.8	4.2	4.1	4.2
Brest	4.5	4.6	4.4	4.4	5.0	3.6	4.0	3.9	3.9
Dinard	4.5	4.7	4.4	4.5	5.1	3.7	4.1	4.0	4.1
Middelkerke	5.9	6.0	5.6	5.8	6.5	4.8	5.3	5.1	5.2
Cherbourg	4.8	4.9	4.7	4.6	5.3	3.9	4.2	4.2	4.1
Evreux	5.1	5.2	5.0	5.0	5.6	4.1	4.6	4.4	4.6
Caen	5.3	5.4	5.1	5.2	5.9	4.3	4.7	4.6	4.7
Abbeville	5.4	5.5	5.2	5.3	6.0	4.3	4.8	4.7	4.7
Cambrai	5.4	5.5	5.2	5.3	6.0	4.4	4.8	4.7	4.8

Tabelle 9.13. Vergleich von französischen, deutschen und luxemburgischen Stationen. Dieser Vergleich umfaßt fünf französische, zwei deutsche und eine luxemburgische Station. Sie repräsentieren ein Gebiet, das sich von Nantes im Südwesten bis Saarbrücken im Nordosten erstreckt. Bei insgesamt guter Übereinstimmung weist die Station Toul die größte Abweichung auf.

	Nan	Evr	Orl	Rei	Tou	Saa	Fin	Fra
Nantes	3.8	3.8	3.8	3.7	3.5	3.7	3.9	3.4
Evreux	4.1	4.1	4.2	4.0	3.8	4.0	4.2	3.7
Orléans	4.2	4.2	4.2	4.0	3.8	4.1	4.3	3.7
Reims	3.9	3.9	3.9	3.7	3.5	3.8	4.0	3.4
Toul	3.8	3.7	3.8	3.6	3.6	3.8	3.8	3.5
Saarbrücken	3.5	3.5	3.6	3.5	3.3	3.5	3.6	3.2
Findel	3.7	3.7	3.7	3.5	3.4	3.6	3.7	3.3
Frankfurt	3.7	3.8	3.8	3.7	3.4	3.6	3.8	3.4

Tabelle 9.14. Vergleich von sieben mittel- und südwestfranzösischen Stationen. Von den in der Tabelle erfaßten sieben Stationen in Mittel- und Südwestfrankreich stimmen Poitiers, Limoges, Bordeaux, Avord und Toulouse relativ gut überein. Orléans, das auch noch einmal in Tabelle 9.13 vorkommt, und Mont de Marsan sind nicht typisch für die Region. Mont de Marsan paßt eigentlich besser in die Schwachwind-region des äußersten Südwestens nahe an den Pyrenéen.

	Poi	Lim	Bor	Avo	Tou	Orl	Mon
Poitiers	3.4	3.3	3.5	3.4	3.6	3.9	2.5
Limoges	3.4	3.2	3.4	3.3	3.4	3.8	2.4
Bordeaux	3.2	3.0	3.3	3.2	3.3	3.6	2.3
Avord	3.8	3.7	3.9	3.8	3.9	4.4	2.7
Toulouse	3.4	3.3	3.5	3.4	3.5	3.8	2.4
Orléans	3.7	3.6	3.8	3.7	3.8	4.2	2.7
Mont de Marsan	3.1	3.0	3.2	3.1	3.3	3.5	2.3

Tabelle 9.15. Vergleich von vier französischen Stationen im Massiv Central. Von den folgenden vier französischen Stationen im Massiv Central liegen Clermont-Ferrand, Saint Yan und Vichy in der Ebene von Limange, Loire und L'Allier nördlich des Massiv Central; alle stimmen recht gut miteinander überein.

	Cle	Vic	Sai	Le
Clermont-Ferrand	2.9	2.8	2.7	2.4
Vichy	2.7	2.6	2.5	2.3
Saint Yan	2.8	2.7	2.6	2.3
Le Puy Chadrac	3.3	3.3	3.2	2.8

Tabelle 9.16. Vergleich von neun südfranzösischen Stationen. Neun französische Stationen aus dem Massiv Central, dem Rhone-Tal und der Mittelmeerküste werden verglichen.

Die meisten dieser Stationen liegen in kompliziertem Gelände, was den Vergleich erschwert. Generell sind diese Stationen allenfalls für die etwas weitere Umgebung charakteristisch, soweit die orographische Situation ähnlich ist.

	Car	Per	Gou	Aur	Mil	Ist	Nîm	Sai	Lyo
Carcassonne	5.0	5.0	3.2	2.5	4.0	4.8	4.1	2.8	3.1
Perpignan	5.4	5.1	3.4	2.6	4.1	5.0	4.2	2.9	3.3
Gourdon	4.4	4.2	2.8	2.2	3.4	4.1	3.5	2.4	2.7
Aurillac	5.4	4.9	3.4	2.6	4.0	4.7	4.0	2.9	3.2
Millau	7.0	7.2	4.7	3.7	5.4	6.7	5.7	4.0	4.5
Istres	6.1	5.9	3.9	3.0	4.6	5.6	4.7	3.3	3.8
Nîmes	5.6	5.3	3.6	2.8	4.3	5.2	4.4	3.2	3.5
Saint Etienne	4.8	4.8	3.1	2.4	3.6	4.4	3.7	2.7	3.0
Lyon	4.8	4.7	3.2	2.5	4.0	4.9	4.2	2.8	3.2

Tabelle 9.17. Vergleich zweier Stationen in Nordostspanien. Die Station von Gerona ist sehr stark abgeschirmt, eine Vergleichbarkeit insofern nur bedingt gegeben.

	Ger	Bar
Gerona	2.3	2.8
Barcelona	2.7	3.4

Tabelle 9.18. Vergleich dreier Stationen an der spanischen Ostküste. Die beiden Stationen Murcia und Alicante stimmen relativ gut miteinander überein, wenn man die Unterschiedlichkeit der topographischen Bedingungen berücksichtigt. Valencia liegt weiter als hundert Kilometer nördlich und ist von den beiden anderen Orten durch eine breite Gebirgsbarriere getrennt.

	Val	Ali	Mur
Valencia	3.3	4.0	4.9
Alicante	3.2	3.9	5.0
Murcia	2.9	3.6	4.4

Tabelle 9.19. Vergleich dreier Stationen in Südspanien. Die zwei Stationen von Málaga und Almería liegen zwar beide an der Küste, sind aber durch eine Distanz von 200 km voneinander getrennt. Granada liegt etwa 50 km landeinwärts hinter der Sierra Nevada.

	Mál	Gra	Alm
Málaga	3.7	2.1	3.6
Granada	4.2	2.3	3.9
Almería	3.9	2.3	3.8

Tabelle 9.20. Vergleich von zwei Stationen in Portugal und einer spanischen Station im Südwesten der iberischen Halbinsel. Die beiden portugiesischen Küstenorte sind sehr gut untereinander vergleichbar; auch Sevilla läßt sich gut vergleichen, obwohl es von diesen mehr als 200 km entfernt und außerdem 50 km landeinwärts gelegen ist.

	Sev	Far	Sag
Sevilla	3.0	3.3	3.6
Faro	3.3	3.6	3.8
Sagres	5.4	5.9	5.5

Tabelle 9.21. Vergleich von drei Stationen in Nordwest-Spanien. Die Stationen liegen in gebirgriger Umgebung und stimmen daher nicht gut überein.

	Cor	San	Avi
La Coruña	4.2	3.7	2.4
Santiago de Compostela	4.7	3.8	2.4
Avilés	5.4	4.2	2.8

Tabelle 9.22. Vergleich von sechs Stationen auf den zu Spanien gehörenden Kanarischen Inseln. Die Entfernung zwischen den einzelnen Stationen dieses Vergleichs beträgt jeweils 100 km und mehr.
Obwohl sie alle im Einflußbereich des kräftigen Nordostpassats liegen, haben die hohen vulkanischen Berge eine starke Auswirkung auf die Strömungsverhältnisse. Eine Vergleichbarkeit ist somit nur bedingt gegeben. Es ist ferner zu beachten, daß die Daten nicht mit dem Orographiemodell korrigiert wurden.

	Pal	Lan	Fue	TRS	Hie	TLR
Las Palmas	7.3	6.1	5.4	6.3	5.4	8.1
Lanzarote	7.2	6.1	5.4	6.4	5.5	8.1
Fuerteventura	8.5	7.1	6.2	6.9	6.5	9.2
Tenerife (R.Sofía)	6.8	5.8	5.1	5.6	5.0	7.3
El Hierro	10.1	8.3	7.2	7.8	7.6	10.5
Teneriffa (Los Rodeos)	5.9	5.2	4.5	4.7	4.5	6.2

Tabelle 9.23. Vergleich von zwei Stationen auf den portugiesischen Azoren. Die beiden Inselstationen liegen etwa 600 km auseinander.

	Flo	San
Flores	4.7	4.3
Santa Maria	6.7	5.8

Tabelle 9.24. Vergleich von zwei Stationen auf den Inseln Madeira und Porto Santo, Portugal. Die Windverhältnisse in Funchal unterliegen dem Einfluß der großen Berge auf Madeira, ohne daß das Orographiemodell verwendet wurde. Der Vergleich ist daher problematisch.

	Fun	Por
Funchal	5.0	4.1
Porto Santo	5.3	4.6

Tabelle 9.25. Vergleich von fünf portugiesischen Stationen. Die beiden Küstenorte Faro und Sagres stimmen gut miteinander überein. Die übrigen Stationen sind durch Gebirgsketten getrennt und liegen außerdem ziemlich weit auseinander.

	Far	Sag	Sin	Lis	Cab
Faro	3.6	3.8	3.0	4.2	2.9
Sagres	5.9	5.5	4.5	6.2	4.4
Sines	5.2	6.2	4.5	6.8	4.6
Lissabon	3.6	4.0	3.0	4.3	3.0
Cabo Carvoeiro	5.9	7.0	5.1	7.4	4.8

Tabelle 9.26. Vergleich dreier Stationen in Süditalien. Die Stationen liegen alle in Apulien und stimmen gut überein. Die Daten dürften repräsentativ für die ziemlich flache Landschaft in dieser Region Unteritaliens sein.

	Gio	Bri	Lec
Gioia del Colle	3.6	4.0	3.8
Brindisi	4.2	4.6	4.4
Lecce Galatina	3.5	3.9	3.7

Tabelle 9.27. Vergleich von zwei Stationen in Mittelitalien. Die Stationen stimmen gut miteinander überein, sie liegen allerdings in einem Schwachwindgebiet.

	Pis	Gro
Pisa	2.2	2.3
Grosseto	2.2	2.3

Tabelle 9.28. Vergleich von sechs Stationen auf Sardinien. Folgende Einteilung in drei Gruppen erscheint angebracht: Drei Stationen liegen im nördlichen Teil des Tales von Campidano (Monte Arci, Santa Anna und Cirras), zwei weitere im südlichen Teil (Cagliari und San Gilla), Santa Catarina schließlich liegt an der Südwestküste der Insel. Innerhalb der ersten Gruppe sind die Ergebnisse für Monte Arci und Cirras gut, während Santa Anna deutlich abweicht. Die gute Übereinstimmung der beiden Stationen in der zweiten Gruppe ist auf die geringe Distanz von nur etwa fünf Kilometern zurückzuführen.

	Mon	Ann	Cir	Cag	Gil	Cat
Monte Arci	5.8	4.8	6.2	7.0	7.2	6.3
Santa Anna	4.4	3.7	4.7	5.4	5.6	4.8
Cirras	4.8	3.9	5.1	5.7	5.8	5.1
Cagliari	3.5	2.9	3.6	4.2	4.3	3.7
San Gilla	4.3	3.5	4.7	5.3	5.6	4.7
Santa Caterina	4.8	4.0	5.0	5.9	6.0	5.3

Tabelle 9.29. Vergleich von zwei Stationen in West-Griechenland. Die beiden Orte liegen weit auseinander und unterscheiden sich außerdem sehr in den topographischen Gegebenheiten, so daß die mangelhafte Übereinstimmung nicht verwunderlich ist.

	Ara	Ker
Araxos	3.7	2.0
Kerkyra	4.1	2.6

Tabelle 9.30. Vergleich von sieben griechischen Stationen rund um das Ägäische Meer. Das Gesamtgebiet, in dem die aufgeführten Stationen liegen, ist sehr groß. Da außerdem auch die topographischen Verhältnisse sehr unterschiedlich sind, ist der Vergleich problematisch.

	Nax	Lim	Rho	Her	Myt	Ath	The
Naxos	7.0	4.5	5.8	5.6	5.5	4.7	4.3
Limnos (APT)	6.4	5.4	5.4	5.2	5.1	4.8	4.1
Rhodos	5.9	4.8	4.8	4.5	4.4	4.2	3.7
Heraklion	6.0	5.5	4.9	4.7	4.6	4.5	3.9
Mytilini	6.8	5.5	4.4	5.0	4.8	4.8	4.1
Athen	5.4	4.6	5.1	4.7	4.6	4.0	3.6
Thessaloniki	5.1	4.2	5.0	4.5	4.2	3.8	3.5

9.2 Validierung gegen hohe meteorologische Masten

Die Vergleiche der bisher gezeigten Statistiken der meteorologischen Stationen stellen noch keinen Beleg dafür dar, daß die Modellergebnisse auch auf die Verhältnisse in Höhen oberhalb von einigen zehn Metern zutreffen, weil die synoptischen Messungen in geringen Höhen durchgeführt werden. Für eine entsprechende Überprüfung stehen nun in Europa eine ganze Reihe hoher Masten mit Windmeßeinrichtungen zur Verfügung. Um zu demonstrieren, daß das Modell die Variation der Weibull-Parameter auch für größere Höhen zutreffend beschreibt, sind hier Daten von sechs hohen Masten zusammengestellt. Für jeden dieser Masten wurden die Daten vom untersten Meßniveau dazu verwendet, die Windverteilungen in größerer Höhe zu berechnen. In den folgenden Tabellen sind für alle Masten die Weibull-Parameter sowie die Leistungsdichte in [Wm⁻²] verzeichnet.

Für die Masten von Ferrel, Kivenlahti, Näsudden, Risø und Sprogø liegen genaue Beschreibungen der Rauigkeitsverhältnisse aus topographischen Karten vor. Im Fall von Cabauw standen die Daten nur in Form von totalen, azimuth-unabhängigen Windfrequenz-Verteilungen zur Verfügung, die Ergebnisse zweier Rauigkeitsfestlegungen entsprechen den Angaben in der Tabelle.

*Tabelle 9.31. Der Mast von Cabauw in den Niederlanden. Die Daten liegen in Form von Häufigkeitstabellen vor und überdecken den Einjahreszeitraum 1978/79. Der Meßträger liegt im Landesinneren in ländlicher und weithin offener Umgebung. In der Nähe dürften sich allerdings Bäume und Knicke störend auswirken.
Die Ergebnisse beziehen sich auf zwei unterschiedliche Festlegungen bezüglich der Bodenrauhigkeit, wobei die höhere Rauhigkeit die realistischere sein dürfte.*

Höhe z	Gemessen			Berechnet					
	A	k	E	z ₀ = 5cm			z ₀ = 15cm		
				A	k	E	A	k	E
10 m	4.7	1.79	97	4.7	1.79	98	4.7	1.78	98
40 m	6.5	2.09	218	6.6	1.99	235	6.4	2.06	204
80 m	8.0	2.52	343	7.8	2.19	352	7.5	2.25	312
120 m	9.0	2.47	487	8.6	2.23	473	8.4	2.27	435
200 m	9.9	2.28	698	9.9	2.18	727	9.9	2.21	709

*Tabelle 9.32. Der Mast von Ferrel in Portugal. Die Daten wurden in den zwei Jahren 1977–78 aufgenommen. Die Station liegt an der Küste 10 km nordöstlich von Cabo Carvoeiro und 3.5 km nordöstlich des Dorfes Ferrel.
Die Küstenlinie liegt etwa 300 m im Nordwesten. In Richtung Südost ist die Landschaft leicht hügelig und von Pflanzen bedeckt. Dagegen ist der Mast selbst von Sanddünen umgeben.*

Höhe z	Gemessen			Berechnet		
	A	k	E	A	k	E
10 m	5.8	1.83	171	5.8	1.83	171
30 m	7.2	2.09	289	7.0	1.94	286
100 m	8.6	2.33	450	8.4	2.04	467

Tabelle 9.33. Der Mast von Kivenlahti in Finnland. Die Daten stammen aus den Jahren 1978-79. Der Mast liegt in dichtem Wald, die Baumwipfel erreichen 15–20 m. Eine baumlose Zone umgibt nur die unmittelbare Umgebung des Mastes bis zu einem Abstand von einigen zehn Metern. Es wurde eine Verrückungslänge von 10 m und eine Rauhigkeitslänge von 70 cm angenommen.

Höhe z	Gemessen			Berechnet		
	A	k	E	A	k	E
21 m	3.3	1.56	40	3.4	1.59	44
92 m	6.2	2.09	185	6.3	1.86	218
224 m	8.4	2.02	476	8.0	1.93	438

Tabelle 9.34. Der Mast von Näsudden in Schweden. Die Daten wurden in den Jahren 1980-85 gemessen. Der Mast steht auf der kleinen Halbinsel Näsudden auf Gotland. Die Ostseeküste liegt in einer Entfernung von wenig mehr als einem Kilometer in Richtung Süden und Südwesten. In der Umgebung des Mastes herrschen niedrige Büsche und vereinzelte Bäume vor. Etwas weiter weg ist das Gelände hügelig und bewaldet.

Höhe z	Gemessen				Berechnet			
	M	A	k	E	M	A	k	E
10 m	5.1	5.8	1.99	157	5.1	5.7	1.96	154
38 m	7.0	7.8	2.02	381	7.0	7.9	2.10	385
54 m	7.5	8.4	2.10	465	7.7	8.6	2.13	493
75 m	8.0	9.0	2.10	555	8.1	9.1	2.13	585
96 m	8.4	9.5	2.12	647	8.4	9.5	2.12	654
120 m	8.6	9.7	2.13	692	8.8	9.9	2.10	750
145 m	9.1	10.3	2.15	818	9.1	10.3	2.08	845

Tabelle 9.35. Der Mast von Risø in Dänemark. Die Meßwerte überdecken den Zeitraum von 1957 bis in die Gegenwart. Da sich die Höhe der Meßniveaus und das Meßsystem geändert haben, wurden aber nur die letzten zehn Jahre von 1976-86 berücksichtigt. Das umgebende Gelände ist ziemlich inhomogen, ein Fjord liegt westwärts und offenes Ackerland im Osten.

Höhe z	Gemessen			Berechnet		
	A	k	E	A	k	E
11 m	5.4	1.87	135	5.3	1.87	134
27 m	6.7	1.99	249	6.7	1.96	254
43 m	7.5	2.05	332	7.3	2.11	302
76 m	8.3	2.20	428	8.2	2.25	403
117 m	9.1	2.30	536	9.1	2.29	535

Tabelle 9.36. Der Mast von Sprogø in Dänemark. Die Meßdaten überdecken den Vierjahreszeitraum von (1983-88). Der Mast liegt auf der kleinen Insel Sprogø mitten im Großen Belt. Er steht auf einer Landzunge, die sich 300 m östlich der Insel erstreckt und etwa 50 m breit ist. Mit Ausnahme des Azimuthsektors 240°-270° erfolgt die Anströmung auf den Mast zu kilometerweit über offenes Wasser; Seeland im Osten und Fynen im Westen sind jeweils etwa 10 km weit entfernt.

Höhe z	Gemessen			Berechnet		
	A	k	E	A	k	E
8 m	7.1	2.02	289	7.0	2.01	282
18 m	7.6	2.07	342	7.8	2.14	357
55 m	8.9	2.26	513	8.9	2.33	499
68 m	9.2	2.31	547	9.2	2.31	555

Kapitel 10

Literaturverzeichnis

10.1 Literaturzitate

- Beljaars, A.C.M, J.L. Walmsley, P.A. Taylor (1987). A mixed spectral finite-difference model for neutrally stratified boundary-layer flow over roughness changes and topography. *Boundary-Layer Meteorol.* **38**, 273–303.
- Betz, A. (1920). Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren. *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen* **26**.
- Businger, J. (1973). Turbulent transfer in the atmospheric surface layer. In: Workshop on Micrometeorology. Ed. by D.A. Haugen. American Meteor. Soc., Boston, Mass. 67–100.
- Børresen, J.A. (1987). Wind atlas for the North Sea and the Norwegian Sea. Norwegian University Press, Norwegian Meteorological Institute, Oslo. 183 pp.
- Charnock, H. (1955). Wind stress on a water surface. *Quart. J. Roy. Meteor. Soc.* **81**, 639–640.
- Christensen, C.J., J.B. Dragt (editors). Accuracy of power curve measurements. Risø-M-2632. Risø National Laboratory, Denmark, 1986. 80 pp.
- Clarke, R.H., G.D. Hess (1974). Geostrophic departure and the functions A and B of Rossby-number similarity theory. *Boundary-Layer Meteorol.* **7**, 267–287.
- Courtney, M. S. (1988). An atmospheric turbulence data set for wind turbine research. Wind Energy Conversions 1988. Proc. of the 10th British Wind Energy Association Conference, London 22–24 March. Mechanical Engineering Publications, London, 89–94.

- Dyer, A.J. (1974). A review of flux-profile relationships. *Boundary-Layer Meteorol.* **7**, 363–372.
- Elliot D.L., C.G. Holladay, W.R. Barchet, H.P. Foote, W.F. Sandusky (1986). Wind energy resource atlas of the United States. Solar Technical Information Program, Solar Energy Research Institute, Golden, Colorado. 210 pp.
- Frandsen, S. (1987). On uncertainties in power performance measurements. Sixth ASME Wind Energy Symposium, Dallas, February 15–18, 1987. 157–169.
- Frandsen, S., A.R. Trenka, B. Maribo Pedersen (editors). Expert group study on recommended practices for wind turbine testing and evaluation, 1. Power performance testing. International Energy Agency. 1. edition, 1982. 16 pp.
- Gumbel, E. J. (1958). Statistics of extremes. Columbia University Press, New York. 375 pp.
- Huschke, R.E. (editor). Glossary of meteorology. American Meteorological Society, Boston, Massachusetts. 1959. 638 pp.
- Jackson, P.S., J.C.R. Hunt (1975). Turbulent wind flow over a low hill. *Quart. J. Roy. Met. Soc.* **101**, 929–955.
- Jensen, N.O, E.L. Petersen, I. Troen (1984). Extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications. World Meteorological Organization, WCP-86. 85 pp.
- Lamb, H.H. (1972). Climate: present, past and future. Vol. 1: Fundamentals and climate now. Methuen & Co Ltd, London. 613 pp.
- Landsberg, H.E., C.C. Wallén (editors). World survey of climatology. Vol. **5** (1970): Climates of northern and western Europe. 253 pp. Vol. **6** (1977): Climates of central and southern Europe. 248 pp. Elsevier, Amsterdam.
- Larsen S.E., L. Kristensen, K. Frydendahl (1988). Impact of climate variability on wind and solar energy production, on heating consumption and on atmospheric dispersion of pollutants. Risø-R-558. Risø National Laboratory, Denmark. 80 pp.
- Lettau, H. (1969). Note on aerodynamic roughness-parameter estimation on the basis of roughness-element distribution. *J. Appl. Met.* **8**, 828–832.
- Mason, P.J., J.C. King (1985). Measurements and predictions of flow and turbulence over an isolated hill of moderate slope. *Quart. J. Roy. Meteor. Soc.* **111**, 617–640.
- Meteorological Office (1979). Upper-air summaries 1961–70. Part 1 – Stornoway. Met. O. 910a. 125 pp.

- Oberhettinger, F. (1973). Fourier expansions. A collection of formulas. Academic Press, New York, London. 64 pp.
- Panofsky, H.A. (1973). Tower micrometeorology. In: Workshop on micrometeorology. Ed. D.A. Haugen, American Meteorological Society, Boston, Mass., 151–176.
- Perera, M.D. (1981). Shelter behind two-dimensional solid and porous fences. *J. Wind Engin. and Industrial Aerodyn.* **8**, 93–104.
- Petersen, E.L. (1986). Modelling of site-specific time series of the wind speed. Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Rome, October 7–9, 1986, 225–230.
- Petersen, E.L., I. Troen, S. Frandsen, K. Hedegaard (1981). Windatlas for Denmark. A rational method for wind energy siting. Risø-R-428. Risø National Laboratory, Denmark. 229 pp.
- Petersen, E.L., I. Troen, J. Wieringa (1984). Development of a method for wind climate analysis for non-mountainous terrain in Europe. Proceedings of the European Wind Energy Conference, Hamburg, October 22–26, 1984, 6–12.
- Petersen, E.L., I. Troen (1986). The European wind atlas. Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Rome, October 7–9, 1986, 191–200.
- Planstyrelsen (1981). Store vindmøller i Danmark. Bind 1-2 (in Danish). Planstyrelsen, Miljøministeriet, København, Denmark.
- Rao, K.S., J.C. Wyngaard, D.R. Côté (1974). The structure of the two-dimensional internal boundary layer over a sudden change of surface roughness. *J. Atmos. Sci.* **26**, 432–440.
- Rossby C.-G., R.B. Montgomery (1935). The layer of frictional influence in wind and ocean currents. *Papers in Phys. Oceanogr. Meteor.*, MIT and Woods Hole Oceanogr. Inst., III no. 3. 101 pp.
- Rutkis, J. (1971). Tables on relative relief in middle and western Europe. University of Uppsala, Department of Physical Geography, UNGI Rapport 9. 21 pp.
- Sacré, C. (1987). European wind atlas – estimation of the wind speed perturbation over some mountainous regions. Centre Sc. Techn. Bâtiment, Nantes, EN-CLI 87–13. 417 pp.
- Salmon J.R., A.J. Bowen, A.M. Hoff, R. Johnson, R.E. Mickle, P.A. Taylor, G. Tetzlaff, J.L. Walmsley (1987). The Askervein Hill Project: Mean wind variations at fixed height above ground. *Boundary-Layer Meteorol.* **43**, 247–271.

- Sempreviva, A.M., S.E. Larsen, N.G. Mortensen and I. Troen (1990). Response of neutral boundary layers to changes of roughness. *Boundary-Layer Meteorology* **50**: 205–225.
- Taylor, P.A., H.W. Teunissen (1987). The Askervein Hill Project: Overview and background data. *Boundary-Layer Meteorol.* **39**, 15–39.
- Taylor, P.A., J.L. Walmsley, J.R. Salmon (1983). A simple model of neutrally stratified boundary-layer flow over real terrain incorporating wavenumber-dependent scaling. *Boundary-Layer Meteorol.* **26**, 169–189.
- Troen, I., A.F. de Baas (1986). A spectral diagnostic model for wind flow simulation in complex terrain. Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Rome, October 7–9, 1986, 243–249.
- Walmsley, J.L., J.R. Salmon, P.A. Taylor (1982). On the application of a model of boundary-layer flow over low hills to real terrain. *Boundary-Layer Meteorol.* **23**, 17–46.
- Wegley H.L., J.V. Ramsdell, M.M. Orgill, R.L. Drake (1980). A siting handbook for small wind energy conversion systems. PNL–2521, Rev 1. Pacific Northwest Laboratory, Richland, Washington. 55 pp.
- Weibull, W. (1951). A statistical distribution function of wide applicability. *J. Appl. Mech.* **18**, 293–297.
- William-Olsson, W. (1974). A map of the relative relief of the western half of Europe, 1:4 000 000. Esselte Map Service, Stockholm.

10.2 Europäische Klimastudien über den Wind¹

Eine Vielzahl klimatologischer Publikationen wurde bisher in allen Ländern Europas veröffentlicht, die meisten davon in der jeweiligen Landessprache. Daraus lassen sich Informationen über die verschiedenen klimatischen Größen wie etwa Temperatur, Niederschlag oder solare Strahlung gewinnen. Unglücklicherweise fehlen darin vielfach Klimadaten zu den Windverhältnissen oder die Angaben dazu sind pauschal, beispielsweise in Form von Windrosen und monatlichen Durchschnittswerten von Windmessungen. Trotz solcher Defizite stellt diese Literatur eine wertvolle Ergänzung zum Windatlas dar.

So kann man etwa Statistiken über das Vorkommen extremer Windverhältnisse in den im folgenden aufgelisteten klimatologischen Literaturstellen finden, die nicht in diesem Windatlas enthalten sind. Bei der ersten Liste handelt es sich um eine Autorenliste, sie enthält nach Ländern geordnete Kurzzitate. Die vollständigen Zitate finden sich weiter unten in der zweiten Liste in alphabetischer Reihenfolge.

¹Zusammengestellt von J. Wieringa, Royal Netherlands Meteorological Institute

Zitate zur Klimatologie des Windes nach Autoren und Ländern

Durchschnittswerte des Bodenwindes

Belgien:	Malet (1978)
Bundesrepublik:	Christoffer, Ulbricht-Eissing (1989)
Dänemark:	Larsen, Jensen (1983)
Frankreich:	Duchêne-Marullaz (1977)
Griechenland:	Carapiperis (1970), Metaxas (1973), Lalas et al. (1983)
Großbritannien:	Caton (1976)
Irland:	Rohan (1986)
Italien:	Lavagnini et al. (1982, 1983, 1985)
Niederlande:	Wieringa, Rijkoort (1983), Wieringa (1986)
Alle europäischen Länder:	Landsberg und Wallén (1970, 1977)

Häufigkeitsverteilungen des Bodenwindes

Die Verteilungen mit einer gröberen Klassifikation als 12 Beaufort Klassen sind hier nicht aufgezählt. Andererseits sind aber Veröffentlichungen von Weibull-Parametern eingeschlossen.

Belgien:	Bodeux (1977), Malet (1978)
Bundesrepublik:	Christoffer, Ulbricht-Eissing (1989)
Dänemark:	Frydendahl (1971), Petersen et al. (1981)
Frankreich:	Duchêne-Marullaz (1977) Chémery u. Duchêne-Marullaz (1987)
Griechenland:	Galanis (1977), Lalas et al. (1983)
Großbritannien:	Shellard (1968)
Irland:	Butler, Farley (1973), Rohan (1986)
Italien:	Lavagnini et al. (1982, 1983, 1985)
Niederlande:	Wieringa, Rijkoort (1983)

Weitere Statistiken zum Bodenwind

Bundesrepublik:	Christoffer, Ulbricht-Eissing (1989)
Dänemark:	Frydendahl (1971), Larsen, Jensen (1983)
Frankreich:	Chémery, Duchêne-Marullaz (1987)
Großbritannien:	Cook (1985)
Italien:	Lavagnini, Martorelli (1987)
Niederlande:	Wieringa, Rijkoort (1983)

Wind-Statistiken bezüglich größerer Höhen

Belgien:	Van der Auwera et al. (1980)
Bundesrepublik:	Frankenberger (1968), Fiedler (1970) Manier, Benesch (1977), Tetzlaff et al. (1984) Christoffer, Ulbricht-Eissing (1989) Wieringa (1989)
Dänemark:	Petersen et al. (1981), Larsen, Jensen (1983)
Frankreich:	Dettwiller (1969)
Niederlande:	Wieringa (1988, 1989)

Extremwinde, Tornados usw.

Belgien:	Sneyers, Van Diepenbeeck (1982)
Bundesrepublik:	Schmidt (1980), Schroers, Lösslein (1983) Böllmann, Jurksch (1984), Duensing et al. (1985)
Dänemark:	Jensen, Franck (1970)
Frankreich:	Chémery, Duchêne-Marullaz (1987)
Großbritannien:	Hardman et al. (1973), Meaden (1976), Cook (1985) Cook, Prior (1987)
Irland:	Logue (1975), Rohan (1986)
Italien:	Palmieri, Pulcini (1979), Gaudiosi et al. (1985)
Niederlande:	Rijkoort (1983), Wieringa, Rijkoort (1983) Wieringa (1986)
Alle europäischen Länder:	Ferry Borges, Castanheta (1973), Berz (1980)

Ausgewählte Studien mit lokalen Winddaten

Bundesrepublik:	Franken (1962), Cappel, Kalb (1976) Kalb, Schmidt (1977), Schäfer (1982), Lefebvre et al. (1983) Bätjer, Heinemann (1983), Höschele, Kalb (1988)
Frankreich	Bordreuil et al. (1973), Orieux, Pouget (1984) Delaunay (1984), Delaunay, Sacré (1985) Ascensio (1985)
Griechenland:	Livadas, Sahsamanogolou (1973), Lalas (1985) Katsoulis, Kambezidis (1986), Dikaiakos (1986)
Großbritannien:	Smith (1982)
Irland:	DHI (1976)
Italien:	Bassani et al. (1986), D'Alessandro et al. (1981) Flocchini et al. (1983), Fantuzi (1987)
Niederlande:	Van der Hoeven (1975) Van der Hoeven, Van Vliet (1986) Oemraw (1982–1986)
Portugal:	Mendes, Coelho (1987)

Spanien Adell et al. (1985, 1987), Catalunya (1985)

Informationsübersichten

Bundesrepublik	Kant (1980)
Frankreich:	Desroziers und Vivier (1985)
Großbritannien:	Collingbourne (1978)
Niederlande:	Wieringa (1983)
Alle europäischen Länder:	Landsberg und Wallén (1970, 1977)

Nach Ländern geordnete Veröffentlichungen

Belgien

Bodeux, A. (1977). La vitesse et la direction du vent en Belgique; de windsnelheid en windrichting in België. Roy. Meteor. Inst. Publ. B 42.

Malet, L.M. (1978). Elements d'appréciation de l'énergie éolienne en Belgique. Roy. Meteor. Inst. Publ. B 95.

Sneyers, R., M. Van Diepenbeeck (1982). L'orientation des pointes maximales du vent en Belgique. Roy. Meteor. Inst. Publ. B 114.

Van der Auwera, L., F. De Meyer, L.M. Malet (1980). The use of the Weibull three-parameter model for estimating mean wind power densities. *J. Appl. Met.* **19**, 819–825.

Bundesrepublik

Böllmann, G., G. Jurksch (1984). Ein Beitrag zur Festlegung der Grundwind- und Nennböengeschwindigkeit im Binnenland der Bundesrepublik Deutschland für die DIN-Norm 1055, Teil 4. *Meteor. Rundschau* **37**, 1–10.

Christoffer, J., M. Ulbricht-Eissing (1989). Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Ber. D. Wetterd. 147.

Das Klima ausgewählter Orte der Bundesrepublik Deutschland

- Hamburg (Cappel, A., M. Kalb (1976). Ber. D. Wetterd. 141)
- Hannover (Kalb, M., H. Schmidt (1977). Ber. D. Wetterd. 143)
- München (Schäfer, P.J. (1982). Ber. D. Wetterd. 159)
- Bremen (Bätjer, D., H.J. Heinemann (1983). Ber. D. Wetterd. 164)
- Karlsruhe (Höschele, K., M. Kalb (1988). Ber. D. Wetterd. 174)

- Duensing, G., O. Höflich, L. Kaufeld, H. Schmidt, G. Olbrück, B. Brandt (1985). Meteorologische Untersuchungen über Stürme an der deutschen Nordseeküste. Seewetteramt D. Wetterd. 108.
- Fiedler, F. (1970). Klimawerte zur Temperatur- und Windschichtung in den untersten 50 m der Atmosphäre. Meteor. Inst. Univ. München Wiss. Mitt. 18.
- Franken, E. (1962). Über den Geländeeinfluss auf Windrichtung und Windgeschwindigkeit im Raum Hamburg. Seewetteramt D. Wetterd. 34.
- Frankenberger, E. (1968). Untersuchungen über Intensität, Häufigkeit und Struktur von Starkwinden über Quickborn in Holstein. *Meteor. Rundschau* 21, 65–69.
- Kant, V. (1980). Die räumliche Verteilung der Beobachtungsstationen in der Bundesrepublik Deutschland, ihre Nichtbesetzung während der Nacht sowie an Sonn- und Feiertagen, und die resultierende Problematik. *Ann. Meteor.* 16, 169–170.
- Lefebvre, C., G. Jurksch, H. Schmidt, B. Morgeneyer, M. Ulbricht-Eissing (1983). Die Verhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland in Hinblick auf die Nützung der Windkraft (insbesondere Verbundnetzplanung). Ber. D. Wetterd. 165.
- Manier, G., W. Benesch (1977). Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit bis 250 m Höhe für die Bundesrepublik Deutschland. *Meteor. Rundschau* 30, 144–152.
- Schmidt, H. (1980). Zur Extrapolation empirischer Verteilungen der Windgeschwindigkeit für Standorte in Flachland und auf freier See. *Meteor. Rundschau* 33, 129–137.
- Schroers, H. u. H. Lösslein (1983). Extremwertextrapolation und Windprofile bei Starkwind und Sturm. *Meteor. Rundschau* 36, 205–213
- Tetzlaff, G., S. Theunert, A. Hoff, H. Laude, H.J. Belitz, R. Beyer (1984). Meteorologische Messungen zur Standortwahl für Windenergieanlagen im Küstengebiet. B. Min. Forsch. Tech. FB-T 84–017.

Dänemark

- Frydendahl, K. (1971). The climate of Denmark I: Wind standard normals 1931–1960. Clim. Pap. 1, Danish Meteor. Inst., Copenhagen.
- Jensen, M., N. Franck (1970). The climate of strong winds in Denmark. Danish Techn. Press, Copenhagen.
- Larsen, S.E., N.O. Jensen (1983). Summary and interpretation of some Danish climate statistics. Risø-R-399. Risø National Laboratory, Denmark. 76 pp.

Petersen, E.L., I. Troen, S. Frandsen, K. Hedegaard (1981). Windatlas for Denmark. A rational method for wind energy siting. Risø-R-428. Risø National Laboratory, Denmark. 229 pp.

Frankreich

Ascensio, N. et al. (1985–). Eléments climatologiques concernant les côtes de la France métropolitaine. 8 volumes. Météo. Nation. Données et Statistiques 8.

Bordreuil, C., A. Barbia, P. Conte (1973). Vents de nord-ouest et “mistral” à Marseille de 1882 à 1970. Monogr. Météo. Nation. 88.

Chémery, L., P. Duchêne-Marullaz (1987). Atlas climatique de la construction. Centre Sc. Techn. Bâtiment, Nantes. 182 pp.

Delaunay, D. (1984). Cartographie régionale de l'énergie éolienne – application à la Bretagne. Centre Sc. Techn. Bâtiment, Nantes. EN-CLI 84–20.

Delaunay, D. and C. Sacré (1985). Cartographie du potentiel éolien en zone montagneuse – application à la Corse. Centre Sc. Techn. Bâtiment, Nantes. EN-CLI 85–2.

Desrozières, M., J.F. Vivier (1985). Catalogue des données météo pour la France disponibles sur fichier informatisé. Météo. Nation. Mes & Obs. No 9.

Dettwiller, J. (1969). Le vent au sommet de la Tour Eiffel. Monogr. 64, Météorologie Nationale, Boulogne-Billancourt.

Duchêne-Marullaz, P. (1977). Distributions statistiques et cartographie des vitesses moyennes de vent en France; applications à l'énergie éolienne. Centre Sc. Techn. Bâtiment, Nantes. EN-CLI 77–1.

Orieux, A., E. Pouget (1984). Le mistral. Monogr. Météo. Nation. 5.

Griechenland

Carapiperis, L.N. (1970). Geographical distribution of intensity of Etesian winds in the Aegean sea. Hupom. Ethn. Asterosc. Athin. II–22.

Dikaiakos, J.G. (1986). The law of evolution of wind speed over central Athens during the period 1908–1981. *J. Meteor.* 11, 113–116.

Galanis, N. (1977). The production of electricity from the wind: a preliminary feasibility study for Greece. *Wind Engin.* 1, 241–249.

Katsoulis, B.D. u. H.F.D. Kambezidis (1986). Surface winds and horizontal meso-scale wind spectra in Athens, Greece. *Il Nuovo Cimento* 9 C, 1093–1109.

Lalas, D.P., H. Tselepidaki, G. Theoharatos (1983). An analysis of wind power potential in Greece. *Solar Energy* **30**, 497–505.

Lalas, D.P. (1985). Wind energy estimation and siting in complex terrain. *Internat. J. Solar Energy* **3**, 43–71.

Livadas, G.C. u. C.S. Sahsamanogolou (1973). Wind in Thessaloniki, Greece. Publ. Meteor. Inst. Univ. Thessaloniki 35.

Metaxas, D.A. (1973). Air-sea-interaction in the Greek seas and resulting Etesian wind characteristics. Univ. Ioannina Dept. Phys. Math. 5.

Großbritannien

Caton, P.G.F. (1976). Maps of hourly wind speed over the United Kingdom 1965–1973. Met. Off. Clim. Memo 79.

Collingbourne, R.H. (1978). Wind data available in the Meteorological Office. *J. Industr. Aerodyn.* **3**, 145–155.

Cook, N.J. (1985a). The assessment of design wind speed data: manual worksheets with ready-reckoner tables. Rep. Build. Res. Est., Garston, Watford. ISBN 0 85 125 1765.

Cook, N.J. (1985b). The designer's guide to wind loading of building structures. Part 1: Background, damage survey, wind data and structural classification. Rep. Build. Res. Est., Garston, Watford. Butterworths, U.K.

Cook, N.J. u. M.J. Prior (1987). Extreme wind climate of the United Kingdom. *J. Wind Engin. Industrial Aerodyn.* **26**, 371–389.

Hardman, C.E., N.C. Helliwell, J.S. Hopkins (1973). Extreme wind speed over the United Kingdom for periods ending 1971. Met. Off. Clim. Memo 50A.

Meaden, G.T. (1976). Tornadoes in Britain: their intensities and distribution in space and time. *J. Meteor.* **1**, 242–251.

Shellard, H.C. (1968). Tables of surface wind speed and direction over the United Kingdom for 1950–1959. HMSO Met. Off. 792.

Smith, S.G. (1982). An index of windiness for the United Kingdom. *Meteor. Mag.* **111**, 232–247.

Irland

Butler P. u. B.C. Farley (1973). Surface wind over Ireland 1961–1970. Meteor. Serv. Dublin Clim. Note 2.

Deutsche Hydrograph. Institut (1976). Handbuch für Bristol Channel und die Süd- und Westküste Irlands. Klima und Wetter, Teil B, (Naturverhältnisse), 47–75.

Logue, J.J. (1975). Extreme wind speeds in Ireland for periods ending in 1974. Meteor. Serv. Dublin Techn. Note 41.

Rohan, P.K. (1986). The climate of Ireland (2nd edition). Stationery Office, Dublin.

Italien

Bassani, S., G. Botta, R. Castagna (1986). Risultati acquisiti nella gestione della rete anemometrica attivata nell'ambito del progetto Vele. ENEL Rassegna Tecnica di Problemi dell'Energia Elettrica **3-4**, 38–67.

D'Alessandro, L., L. Davoli, A. Giallombardo (1981). Regime anemometrico del litorale tirrenico della Calabria. *Riv. Meteor. Aeron.* **41**, 137–151.

Fantuzi, A. (1987). L'energia eolica nelle Marche. *Riv. Meteor. Aeron.* **47**, 17–26.

Flocchini, G., V. Pasquale, V. Sciarrone (1983). Wind energy conversion over the Ligurian Apennines. *Arch. Meteor. Geoph. Biokl.* **B 32**, 253–261.

Gaudiosi, G., D. Montani, L. Pirazzi (1985). Exceptional wind events in Italy. Proc. Delphi Workshop Wind Energ. Appl., Reidel, Dordrecht, 113–122.

Lavagnini, A., G. Stellato, F. Fisauli (1982). Calcolo della potenzialità eolica per 48 località italiane. *Energie Alternative* **4**, 30–39.

Lavagnini, A., G. Stellato (1983). Rappresentazione analitica delle distribuzioni di velocità del vento. *Energie Alternative* **5**, 35–41.

Lavagnini, A., A.M. Sempreviva, G. Tosato (1985). Studio dell'errore introdotto dalla incompletezza dei dati nel calcolo dell'energia eolica. *Energie Alternative* **7**, 212–218.

Lavagnini, A. u. S. Martorelli (1987). Wind persistence in 135 Italian localities. *Il Nuovo Cimento* **10 C**, 651–667.

Palmieri, S. u. A. Pulcini (1979). Trombe d'aria sull'Italia. *Riv. Meteor. Aeron.* **39**, 263–277.

Niederlande

- Oemraw, B. (1982–1986). Stationsbeschrijvingen windwaarneming
– Schiphol, 1937–1980. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 5a (1982)
– Leeuwarden (VB), 1949–1980. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 28 (1982)
– Eindhoven (VB), 1949–1980. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 29 (1982)
– Den Helder, 1843–1972, en De Kooy, 1955–1980. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 42 (1984).
– IJmuiden, 1919–1980. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 73 (1985).
– Eelde, 1945–1980. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 78 (1985).
– Terschelling, 1949–1980. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 86 (1986).
- Rijkoort, P.J. (1983). A compound Weibull model for the description of surface wind velocity distributions. Roy. Neth. Meteor. Inst. Sc. R. 83–13.
- Van der Hoeven, P.C.T. (1975). Windmetingen in het Deltagebied. Roy. Neth. Meteor. Inst. Sc. R. 75–5.
- Van der Hoeven, P.C.T. u. G. Van Vliet (1986). Eindrapport Deltaonderzoek. Roy. Neth. Meteor. Inst. Publ. 169.
- Wieringa, J. (1983). Overzicht van publikaties over het Nederlands windklimaat. Roy. Neth. Meteor. Inst. T.R. 41.
- Wieringa, J. (1986). Roughness-dependent geographical interpolation of surface wind speed averages. *Quart. J. Roy. Met. Soc.* **112**, 867–889.
- Wieringa, J. (1988). Kartering van Nederland's windklimaat boven 40 m hoogte. Proc. Nation. Wind Energy Conf., Energie Anders, Rotterdam, 102–106.
- Wieringa, J. (1989). Shapes of annual frequency distributions of wind speed observed on high meteorological masts. *Boundary-Layer Meteorol.* **47**, 85–110.
- Wieringa, J. u. P.J. Rijkoort (1983). Windklimaat van Nederland. Publ. Staatsuitgeverij, Den Haag. 263 pp.

Portugal

- Mendes, J.C., Coelho, M.F. (1987). Potencialidades da energia eólica. I: Vila do Bispo. II: Aljezur. Monogr. Meteor. Geof., Serv. Meteor. Lisboa, 1 & 2.

Spanien

- Adell, L., R. Zubiaur, P. Moreno (1985). Estudio del potencial eólico en Asturias. *Bol. Cien. Nat. IDEA* **35**, 3–26.

Adell, L., R. Zubiaur, F. Martín, F. Ferrando, P. Moreno, L. Varona, A. Pantoja (1987). Development of a methodology for the estimation of wind energy resources in relatively large areas: application to the eastern and central parts of Spain. *Solar Energy* **38**, 281–295.

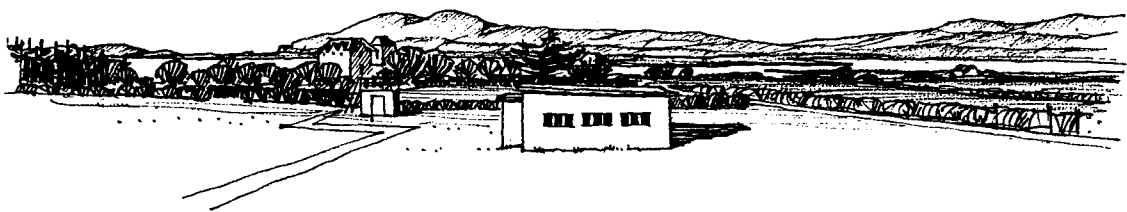
Catalunya, Atlas éolic – resultas del primer anyo (Octubre 84 a Novembre 85). Dir. Gen. Energia, Barcelona. ISBN 84–393–0766–7.

Alle europäischen Länder

Berz, G. (1980). Das Trombenrisiko in Europa nach Untersuchungen Alfred Wegeners. *Ann. Meteor.* **15**, 74–76.

Ferry Borges, J., M. Castanheta (1973). Wind in Western Europe. Lab. Noc. Eng. Civ. Lisboa Proc. 34/13/4047.

Landsberg, H.E. u. C.C. Wallén (editors). World Survey of Climatology. Elsevier, Amsterdam. Vol. **5** (1970). Climates of Northern and Western Europe. 253 pp. Vol. **6** (1977). Climates of Central and Southern Europe. 248 pp.



Views from the Valentia Observatory, Ireland

Anhang A

Tabelle der verwendeten Symbole

Vektoren werden mit ' \vec{x} ' bezeichnet, Größen mit einem Apostroph wie ' x' ' bezeichnen eine Abweichung vom Mittelwert, der Querbalken über einer Größe ' \bar{x} ' steht für den Mittelwert. Weitere Symbole und Abkürzungen aus dem Text sind in der folgenden Übersicht zusammengestellt:

a	Steigung der ψ -Funktionen unter neutralen Bedingungen
A	Skalierungsparameter bei der Weibull-Verteilung, empirische Konstante im geostrophischen Reibungsgesetz (geostrophic drag law; = $A(0)$)
$A(\mu)$	Empirische Funktion im geostrophischen Reibungsgesetz
A_H	Horizontale Fläche eines Rauigkeitselementes
A_R	Vom Rotor eines Generators überstrichene Fläche
b	Konstante
B	Empirische Konstante im geostrophischen Reibungsgesetz (= $B(0)$)
$B(\mu)$	Empirische Funktion im geostrophischen Reibungsgesetz
c	Konstante zur Bezeichnung der Breite des Küstenstreifens
c_p	Wärmekapazität der Luft bei konstantem Druck
c_j^n	j -te Nullstelle der n -ten Bessel-Funktion ($J_n(c_j^n) = 0$)
$C_p(u)$	Wirkungsgrad bei der Windgeschwindigkeit u
$C_p(u_m)$	Maximaler Wirkungsgrad
C, Cor	Korrekturfaktoren
D	Richtung, Entfernung, Winddrehung
E	Östliche Länge, UTM Easting
E	Verfügbare mittlere Leistungsdichte (Energiefluß)
$E(u)$	Verfügbare mittlere Leistungsdichte bei der Windgeschwindigkeit u
$\exp(x)$	Exponentialfunktion

f	Coriolis-Parameter, Frequenz eines Ereignisses
f_E	Umwandlungsfaktor für die Energiedichte
f_u	Umwandlungsfaktor für die Windgeschwindigkeit
$f(u)$	Weibull-Verteilung (Funktion der Wahrscheinlichkeitsdichte)
$f(z)$	Profilfunktion der Windgeschwindigkeit
F	Formfaktor
$F(u)$	Weibull-Verteilung (kumulative Wahrscheinlichkeitsfunktion)
$F_A(k)$	Funktion in der tabellarischen Anordnung von Anhang B Tabelle B.6
$F_E(k)$	Funktion in der tabellarischen Anordnung von Anhang B Tabelle B.2
$F_k(M^2/\overline{u^2})$	Funktion in der tabellarischen Anordnung von Anhang B Tabelle B.5
$F_M(k)$	Funktion in der tabellarischen Anordnung von Anhang B Tabelle B.3
$F_u(k)$	Funktion in der tabellarischen Anordnung von Anhang B Tabelle B.4
g	Gravitationsbeschleunigung
G	Geostrophische Windgeschwindigkeit
$G_k(\alpha)$	Funktion in der tabellarischen Anordnung von Anhang B Tabelle B.7
GMT	Greenwich Mean Time
h	Höhe eines Rauigkeitselements, Hindernis, Hügel; interne Grenzschicht
H	Höhe, Nabenhöhe
H_0	Oberflächenwärmefluß
i	Index, imaginäre Einheit, Turbulenzintensität
IBL	Interne Grenzschicht
j	Index
J_n	Besselfunktion n -ter Ordnung
k	Formparameter in der Weibull-Verteilung, Index
K	Koeffizient
ℓ	Entfernung, Höhe der maximalen relativen Beschleunigung
L	Entfernung, Länge, Halbwertsbreite eines Hügels, Monin-Obukhov-Länge
$\ln(x)$	Funktion des natürlichen Logarithmus
m	Konstante
M	Mittelwert
m ü.G.	Meter über Grund

$m \text{ ü.M.}$	Meter über Meeresniveau
$\max(x, y)$	Größter Wert von x und y
$\min(x, y)$	Kleinsten Wert von x und y
n	Index
N	Nördliche Breite, UTM Northing
P	Mittlere Leistung (langfristiger Mittelwert) Porosität (Durchlässigkeit) eines Hindernisses
P_{max}	Leistung
$P(u)$	Mittlere Leistung bei der Windgeschwindigkeit u
Pr	Wahrscheinlichkeit
$Pr(u)$	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
r	Index, Radius
rms	Varianz (root-mean-square)
Upm	Umdrehungen pro Minute
R	Radius
R_1, R_2	Reduktionsfaktor bei Abschirmung
Ro	Oberflächen-Rossbyzahl
s	Index, Steigung der Leistungskurve
S	Standardabweichung, Querschnitt
t	Zeit
T	Zeitperiode, absolute Temperatur
T_0	Absolute Oberflächentemperatur
u	Windgeschwindigkeit, horizontale Windgeschwindigkeitskomponente (x -axis)
\vec{u}	Windgeschwindigkeitsvektor
u_m	Windgeschwindigkeit, bei der der Wirkungsgrad der Turbine maximal ist
u_p	Windgeschwindigkeit bei der Leistung P
u_0	Referenz-Windgeschwindigkeit
u_*	Schubspannungsgeschwindigkeit (friction velocity)
u_{*0}	Schubspannungsgeschwindigkeit am Boden
$u(z)$	Windgeschwindigkeit in der Höhe z
$\overline{u^2}$	Mittleres Geschwindigkeitsquadrat
UTC	Koordinierte Universalzeit (Coordinated Universal Time (= GMT))
UTM	Universal Transverse Mercator
v	Horizontale Windgeschwindigkeitskomponente (y -Achse)
w	Vertikale Windgeschwindigkeitskomponente (z -Achse), Gewichtungsfaktor

w_0	Vom Gelände erzwungene Vertikalgeschwindigkeit
W	Westliche Länge
\mathcal{W}	Gewichtsfaktor
x	Entfernung
z	Höhe über Grund
z_m	Höhe minimaler Varianz der Windgeschwindigkeit
z_0	Rauhigkeitslänge
z_0^R	Flächengewichtete Rauhigkeitslänge
α	Windgeschwindigkeit dividiert durch A , Winkel, Konstante
β	Konstante
$\gamma(x, y)$	Unvollständige Gammafunktion
$\Gamma(x)$	Gammafunktion
Δ	Differenz-Operator, relativer Fehler, Gewichtsfaktor, Abweichung
ΔS	Relativbeschleunigung ($\Delta S = (u_2 - u_1)/u_1$)
ΔS_H	Relativbeschleunigung in der Höhe H
∇	Gradient-Operator
η	Konstante, Funktion
θ	Blatt-Anstellwinkel
κ	von Kármán-Konstante ($= 0.4$)
λ	Geographische Länge
μ	Stabilitätsparameter
ν	Kinematische Viskosität
ρ	Luftdichte
σ	Standardabweichung
τ	Schubspannung an der Oberfläche
ϕ	Geographische Breite, Winkel, Azimuth
χ	Potential
ψ	Empirische Stabilitätsfunktion des Windprofils

Anhang B

Hilfstabellen

Tabelle B.1. Die Luftdichte ρ [kg m⁻³] als Funktion der Höhe z [m] und der mittleren Temperatur (−25 to 40°C). Die Angaben beziehen sich auf eine Temperaturabnahme von 6.5 Kkm⁻¹ und einen Druck von 1013.25 mb in Meereshöhe.

z	−5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
0	1.316	1.292	1.269	1.247	1.225	1.204	1.184	1.164	1.145	1.127
100	1.300	1.276	1.254	1.232	1.211	1.190	1.170	1.151	1.133	1.115
200	1.283	1.260	1.238	1.217	1.196	1.176	1.157	1.138	1.120	1.103
300	1.267	1.245	1.223	1.202	1.182	1.163	1.144	1.126	1.108	1.091
400	1.251	1.230	1.208	1.188	1.169	1.150	1.131	1.113	1.096	1.079

z	−10	−5	0	5	10	15	20	25	30	35
500	1.258	1.236	1.214	1.194	1.174	1.155	1.136	1.118	1.101	1.084
600	1.242	1.220	1.199	1.179	1.160	1.141	1.123	1.106	1.089	1.072
700	1.226	1.205	1.185	1.165	1.146	1.128	1.110	1.093	1.077	1.061
800	1.210	1.190	1.170	1.151	1.133	1.115	1.098	1.081	1.065	1.049
900	1.195	1.175	1.156	1.138	1.120	1.102	1.085	1.069	1.053	1.038

z	−15	−10	−5	0	5	10	15	20	25	30
1000	1.200	1.180	1.161	1.142	1.124	1.106	1.089	1.073	1.057	1.042
1100	1.184	1.165	1.146	1.128	1.111	1.094	1.077	1.061	1.045	1.030
1200	1.169	1.151	1.132	1.115	1.097	1.081	1.065	1.049	1.034	1.019
1300	1.154	1.136	1.118	1.101	1.084	1.068	1.052	1.037	1.022	1.008
1400	1.140	1.122	1.105	1.088	1.072	1.056	1.040	1.025	1.011	0.997

z	−20	−15	−10	−5	0	5	10	15	20	25
1500	1.143	1.125	1.108	1.091	1.075	1.059	1.043	1.028	1.014	1.000
1600	1.128	1.111	1.094	1.078	1.062	1.046	1.031	1.017	1.003	0.989
1700	1.114	1.097	1.081	1.065	1.049	1.034	1.019	1.005	0.991	0.978
1800	1.100	1.083	1.067	1.052	1.037	1.022	1.008	0.994	0.980	0.967
1900	1.086	1.070	1.054	1.039	1.024	1.010	0.996	0.983	0.969	0.957

z	−25	−20	−15	−10	−5	0	5	10	15	20
2000	1.088	1.072	1.056	1.041	1.026	1.012	0.998	0.985	0.971	0.959
2100	1.074	1.058	1.043	1.028	1.014	1.000	0.987	0.973	0.961	0.948
2200	1.060	1.045	1.030	1.016	1.002	0.988	0.975	0.962	0.950	0.938
2300	1.046	1.031	1.017	1.003	0.990	0.977	0.964	0.951	0.939	0.927
2400	1.033	1.018	1.005	0.991	0.978	0.965	0.953	0.941	0.929	0.917

Tabelle B.2. Tabelle für $F_E(k)$.

Mit dieser Tabelle läßt sich die totale Leistungsdichte des Windes aus den Weibull-Parametern A und k (Gleichung 5.4) berechnen. Die Werte im Innern der Tabelle bezeichnen die $F_E(k)$, die k -Werte finden sich in der Spalte ganz links, die Feinabstimmung wird durch die oberste Zeile ermöglicht, die die zweite Stelle hinter dem Komma von k enthält. Bei einer Luftdichte von 1.225 kg m^{-3} beträgt die Leistungsdichte $E = A^3 F_E(k)$ in der Einheit $[\text{kWh m}^{-2} \text{y}^{-1}]$.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.0	32.220	31.044	29.940	28.902	27.926	27.006	26.139	25.321	24.547	23.816
1.1	23.123	22.467	21.845	21.254	20.692	20.159	19.651	19.167	18.706	18.266
1.2	17.846	17.445	17.062	16.696	16.345	16.009	15.687	15.379	15.082	14.798
1.3	14.525	14.263	14.011	13.768	13.535	13.310	13.093	12.885	12.683	12.489
1.4	12.302	12.121	11.946	11.777	11.614	11.456	11.304	11.156	11.013	10.874
1.5	10.740	10.610	10.484	10.361	10.243	10.128	10.016	9.907	9.802	9.699
1.6	9.600	9.503	9.409	9.318	9.229	9.142	9.058	8.976	8.896	8.818
1.7	8.742	8.668	8.596	8.526	8.457	8.390	8.325	8.261	8.199	8.139
1.8	8.080	8.022	7.965	7.910	7.856	7.804	7.752	7.702	7.653	7.604
1.9	7.557	7.511	7.466	7.422	7.379	7.337	7.296	7.255	7.215	7.177
2.0	7.139	7.101	7.065	7.029	6.994	6.960	6.926	6.893	6.860	6.829
2.1	6.797	6.767	6.737	6.707	6.679	6.650	6.622	6.595	6.568	6.542
2.2	6.516	6.491	6.466	6.441	6.417	6.394	6.370	6.348	6.325	6.303
2.3	6.282	6.260	6.239	6.219	6.199	6.179	6.159	6.140	6.121	6.102
2.4	6.084	6.066	6.049	6.031	6.014	5.997	5.980	5.964	5.948	5.932
2.5	5.917	5.901	5.886	5.871	5.857	5.842	5.828	5.814	5.800	5.787
2.6	5.773	5.760	5.747	5.735	5.722	5.710	5.697	5.685	5.673	5.662
2.7	5.650	5.639	5.628	5.617	5.606	5.595	5.584	5.574	5.564	5.554
2.8	5.544	5.534	5.524	5.514	5.505	5.496	5.486	5.477	5.468	5.460
2.9	5.451	5.442	5.434	5.425	5.417	5.409	5.401	5.393	5.385	5.378
3.0	5.370	5.362	5.355	5.348	5.340	5.333	5.326	5.319	5.312	5.306
3.1	5.299	5.292	5.286	5.279	5.273	5.267	5.261	5.255	5.248	5.243
3.2	5.237	5.231	5.225	5.219	5.214	5.208	5.203	5.197	5.192	5.187
3.3	5.182	5.176	5.171	5.166	5.161	5.156	5.152	5.147	5.142	5.137
3.4	5.133	5.128	5.124	5.119	5.115	5.111	5.106	5.102	5.098	5.094
3.5	5.090	5.086	5.082	5.078	5.074	5.070	5.066	5.062	5.059	5.055
3.6	5.051	5.048	5.044	5.041	5.037	5.034	5.030	5.027	5.024	5.020
3.7	5.017	5.014	5.011	5.008	5.005	5.002	4.998	4.995	4.993	4.990
3.8	4.987	4.984	4.981	4.978	4.976	4.973	4.970	4.967	4.965	4.962
3.9	4.960	4.957	4.955	4.952	4.950	4.947	4.945	4.942	4.940	4.938

Tabelle B.3. Tabelle für $F_M(k)$.

Mit dieser Tabelle läßt sich der Mittelwert aus den Weibull-Parametern A und k (Gleichung 5.7) berechnen. Die Werte im Innern der Tabelle bezeichnen die $F_M(k) = \Gamma(1 + 1/k)$, die k -Werte finden sich in der Spalte ganz links, die Feinabstimmung wird durch die oberste Zeile ermöglicht, die die zweite Stelle hinter dem Komma von k enthält. Der Mittelwert beträgt $M = AF_M(k)$ mit der Einheit $[ms^{-1}]$. Man beachte, daß die Werte von $F_M(k)$ nahezu konstant sind, so daß man allgemein mit dem Wert 0.888 rechnen kann.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.0	1.000	0.996	0.992	0.988	0.984	0.981	0.977	0.974	0.971	0.968
1.1	0.965	0.962	0.959	0.957	0.954	0.952	0.949	0.947	0.945	0.943
1.2	0.941	0.939	0.937	0.935	0.933	0.931	0.930	0.928	0.927	0.925
1.3	0.924	0.922	0.921	0.919	0.918	0.917	0.916	0.915	0.914	0.912
1.4	0.911	0.910	0.909	0.909	0.908	0.907	0.906	0.905	0.904	0.903
1.5	0.903	0.902	0.901	0.901	0.900	0.899	0.899	0.898	0.898	0.897
1.6	0.897	0.896	0.896	0.895	0.895	0.894	0.894	0.893	0.893	0.893
1.7	0.892	0.892	0.892	0.891	0.891	0.891	0.890	0.890	0.890	0.890
1.8	0.889	0.889	0.889	0.889	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888
1.9	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.886	0.886	0.886
2.0	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886
2.1	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886
2.2	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886
2.3	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886
2.4	0.886	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887
2.5	0.887	0.887	0.887	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888
2.6	0.888	0.888	0.888	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889
2.7	0.889	0.889	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890
2.8	0.890	0.891	0.891	0.891	0.891	0.891	0.891	0.891	0.891	0.892
2.9	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.893	0.893	0.893
3.0	0.893	0.893	0.893	0.893	0.894	0.894	0.894	0.894	0.894	0.894
3.1	0.894	0.894	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895	0.896
3.2	0.896	0.896	0.896	0.896	0.896	0.896	0.896	0.897	0.897	0.897
3.3	0.897	0.897	0.897	0.897	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898
3.4	0.898	0.899	0.899	0.899	0.899	0.899	0.899	0.899	0.899	0.900
3.5	0.900	0.900	0.900	0.900	0.900	0.900	0.901	0.901	0.901	0.901
3.6	0.901	0.901	0.901	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902
3.7	0.902	0.903	0.903	0.903	0.903	0.903	0.903	0.903	0.904	0.904
3.8	0.904	0.904	0.904	0.904	0.904	0.904	0.905	0.905	0.905	0.905
3.9	0.905	0.905	0.905	0.905	0.906	0.906	0.906	0.906	0.906	0.906

Tabelle B.4. Tabelle für $F_u(k)$.

Tabelle zur Berechnung des mittleren Geschwindigkeitsquadrats aus den Weibull-Parametern A und k (Gleichung 5.7). Im Innern der Tabelle stehen die Werte $F_u(k) = \Gamma(1 + 2/k)$ in Abhängigkeit von den Werten für k , die sich in der Spalte ganz links finden. Die Feinabstimmung wird durch die oberste Zeile ermöglicht, die die zweite Stelle hinter dem Komma von k enthält. Der Mittelwert für das Quadrat beträgt $\overline{u^2} = A^2 F_u(k)$ in der Einheit $[\text{m}^2\text{s}^{-2}]$.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.0	2.000	1.964	1.930	1.897	1.865	1.835	1.806	1.779	1.752	1.727
1.1	1.702	1.679	1.657	1.635	1.614	1.594	1.575	1.556	1.538	1.521
1.2	1.505	1.489	1.473	1.458	1.444	1.430	1.416	1.403	1.390	1.378
1.3	1.366	1.355	1.344	1.333	1.322	1.312	1.302	1.293	1.284	1.275
1.4	1.266	1.257	1.249	1.241	1.233	1.226	1.218	1.211	1.204	1.197
1.5	1.191	1.184	1.178	1.172	1.166	1.160	1.154	1.149	1.143	1.138
1.6	1.133	1.128	1.123	1.118	1.114	1.109	1.105	1.100	1.096	1.092
1.7	1.088	1.084	1.080	1.076	1.073	1.069	1.066	1.062	1.059	1.055
1.8	1.052	1.049	1.046	1.043	1.040	1.037	1.034	1.031	1.029	1.026
1.9	1.023	1.021	1.018	1.016	1.013	1.011	1.009	1.007	1.004	1.002
2.0	1.000	0.998	0.996	0.994	0.992	0.990	0.988	0.986	0.984	0.983
2.1	0.981	0.979	0.977	0.976	0.974	0.972	0.971	0.969	0.968	0.966
2.2	0.965	0.963	0.962	0.961	0.959	0.958	0.957	0.955	0.954	0.953
2.3	0.952	0.951	0.949	0.948	0.947	0.946	0.945	0.944	0.943	0.942
2.4	0.941	0.940	0.939	0.938	0.937	0.936	0.935	0.934	0.933	0.932
2.5	0.931	0.931	0.930	0.929	0.928	0.927	0.927	0.926	0.925	0.924
2.6	0.924	0.923	0.922	0.921	0.921	0.920	0.919	0.919	0.918	0.918
2.7	0.917	0.916	0.916	0.915	0.915	0.914	0.914	0.913	0.912	0.912
2.8	0.911	0.911	0.910	0.910	0.909	0.909	0.909	0.908	0.908	0.907
2.9	0.907	0.906	0.906	0.905	0.905	0.905	0.904	0.904	0.903	0.903
3.0	0.903	0.902	0.902	0.902	0.901	0.901	0.901	0.900	0.900	0.900
3.1	0.899	0.899	0.899	0.898	0.898	0.898	0.898	0.897	0.897	0.897
3.2	0.897	0.896	0.896	0.896	0.896	0.895	0.895	0.895	0.895	0.894
3.3	0.894	0.894	0.894	0.894	0.893	0.893	0.893	0.893	0.893	0.892
3.4	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.891	0.891	0.891	0.891	0.891
3.5	0.891	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890	0.890	0.889
3.6	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.888	0.888
3.7	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.888	0.887
3.8	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887
3.9	0.887	0.887	0.887	0.887	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886

Tabelle B.5. Tabelle für F_k .

Tabelle der F_k zur Berechnung der Weibull-Parameter k aus dem Mittelwert und mittleren Quadrat einer Weibull-Verteilung (Gleichung 5.9). Die Reihe ganz links enthält die ersten beiden Stellen von M^2/u^2 , während die Feinabstimmung (dritte Stelle hinter dem Komma) unter der Kopfzeile abzulesen ist.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.60	1.232	1.232	1.236	1.240	1.244	1.244	1.248	1.252	1.252	1.256
0.61	1.260	1.264	1.264	1.268	1.271	1.271	1.275	1.279	1.283	1.283
0.62	1.287	1.291	1.295	1.295	1.299	1.303	1.307	1.307	1.311	1.314
0.63	1.318	1.318	1.322	1.326	1.330	1.334	1.334	1.338	1.342	1.346
0.64	1.346	1.350	1.354	1.357	1.361	1.365	1.365	1.369	1.373	1.377
0.65	1.381	1.381	1.385	1.389	1.393	1.396	1.400	1.404	1.404	1.408
0.66	1.412	1.416	1.420	1.424	1.428	1.432	1.432	1.436	1.439	1.443
0.67	1.447	1.451	1.455	1.459	1.463	1.467	1.467	1.471	1.475	1.479
0.68	1.482	1.486	1.490	1.494	1.498	1.502	1.506	1.510	1.514	1.518
0.69	1.521	1.525	1.529	1.533	1.537	1.541	1.545	1.549	1.553	1.557
0.70	1.561	1.564	1.568	1.572	1.576	1.580	1.584	1.588	1.592	1.600
0.71	1.604	1.607	1.611	1.615	1.619	1.623	1.627	1.631	1.639	1.643
0.72	1.646	1.650	1.654	1.658	1.662	1.670	1.674	1.678	1.682	1.686
0.73	1.693	1.697	1.701	1.705	1.709	1.717	1.721	1.725	1.729	1.736
0.74	1.740	1.744	1.752	1.756	1.760	1.764	1.771	1.775	1.779	1.787
0.75	1.791	1.795	1.803	1.807	1.814	1.818	1.822	1.830	1.834	1.842
0.76	1.846	1.850	1.857	1.861	1.869	1.873	1.881	1.885	1.893	1.896
0.77	1.904	1.908	1.916	1.920	1.928	1.936	1.939	1.947	1.951	1.959
0.78	1.967	1.971	1.979	1.982	1.990	1.998	2.006	2.010	2.018	2.025
0.79	2.029	2.037	2.045	2.053	2.057	2.064	2.072	2.080	2.088	2.096
0.80	2.100	2.107	2.115	2.123	2.131	2.139	2.146	2.154	2.162	2.170
0.81	2.178	2.186	2.193	2.201	2.209	2.217	2.225	2.232	2.244	2.252
0.82	2.260	2.268	2.275	2.287	2.295	2.303	2.311	2.322	2.330	2.338
0.83	2.350	2.357	2.365	2.377	2.385	2.396	2.404	2.416	2.424	2.436
0.84	2.447	2.455	2.467	2.475	2.486	2.498	2.510	2.518	2.529	2.541
0.85	2.553	2.564	2.576	2.588	2.600	2.611	2.623	2.635	2.646	2.658
0.86	2.670	2.682	2.693	2.709	2.721	2.732	2.748	2.760	2.771	2.787
0.87	2.799	2.814	2.830	2.842	2.857	2.873	2.885	2.900	2.916	2.932
0.88	2.947	2.963	2.979	2.994	3.010	3.029	3.045	3.061	3.080	3.096
0.89	3.115	3.131	3.150	3.166	3.186	3.205	3.225	3.244	3.264	3.283
0.90	3.303	3.322	3.346	3.365	3.389	3.408	3.432	3.455	3.479	3.502

Tabelle B.6. Tabelle für $F_A(k)$.

Tabelle zur Berechnung des Weibull-Parameters A aus dem Mittelwert und mittleren Quadrat (Gleichung 5.9). Im Innern der Tabelle die Werte von $F_A(k) = 1/\Gamma(1 + 1/k)$ in Abhängigkeit von k . Die ersten beiden Stellen k stehen in der Spalte ganz links, die Feinabstimmung (zweite Dezimale) ist in der Kopfzeile abzulesen. Der Weibull-Parameter A hat die Einheit $[\text{m s}^{-1}]$ und berechnet sich aus $A = \bar{u}F_A(k)$. Man beachte, daß der Wert von $F_A(k)$ nahezu konstant bleibt und man mit 1.126 rechnen kann.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.0	1.000	1.004	1.008	1.012	1.016	1.020	1.023	1.027	1.030	1.033
1.1	1.036	1.039	1.042	1.045	1.048	1.051	1.053	1.056	1.058	1.061
1.2	1.063	1.065	1.068	1.070	1.072	1.074	1.076	1.077	1.079	1.081
1.3	1.083	1.084	1.086	1.088	1.089	1.091	1.092	1.093	1.095	1.096
1.4	1.097	1.098	1.100	1.101	1.102	1.103	1.104	1.105	1.106	1.107
1.5	1.108	1.109	1.109	1.110	1.111	1.112	1.113	1.113	1.114	1.115
1.6	1.115	1.116	1.117	1.117	1.118	1.118	1.119	1.119	1.120	1.120
1.7	1.121	1.121	1.122	1.122	1.122	1.123	1.123	1.124	1.124	1.124
1.8	1.124	1.125	1.125	1.125	1.126	1.126	1.126	1.126	1.127	1.127
1.9	1.127	1.127	1.127	1.127	1.128	1.128	1.128	1.128	1.128	1.128
2.0	1.128	1.128	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129
2.1	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129
2.2	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129
2.3	1.129	1.129	1.129	1.129	1.129	1.128	1.128	1.128	1.128	1.128
2.4	1.128	1.128	1.128	1.128	1.128	1.128	1.127	1.127	1.127	1.127
2.5	1.127	1.127	1.127	1.127	1.127	1.126	1.126	1.126	1.126	1.126
2.6	1.126	1.126	1.126	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125
2.7	1.125	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.123	1.123	1.123
2.8	1.123	1.123	1.123	1.123	1.122	1.122	1.122	1.122	1.122	1.122
2.9	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.120	1.120	1.120	1.120
3.0	1.120	1.120	1.120	1.119	1.119	1.119	1.119	1.119	1.119	1.118
3.1	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.117	1.117	1.117	1.117	1.117
3.2	1.117	1.116	1.116	1.116	1.116	1.116	1.115	1.115	1.115	1.115
3.3	1.115	1.115	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.114	1.113	1.113
3.4	1.113	1.113	1.113	1.113	1.112	1.112	1.112	1.112	1.112	1.112
3.5	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.110	1.110	1.110	1.110
3.6	1.110	1.110	1.109	1.109	1.109	1.109	1.109	1.109	1.108	1.108
3.7	1.108	1.108	1.108	1.108	1.107	1.107	1.107	1.107	1.107	1.107
3.8	1.106	1.106	1.106	1.106	1.106	1.106	1.105	1.105	1.105	1.105
3.9	1.105	1.105	1.105	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	1.104	1.103

Tabelle B.7. Tabelle für $G_k(\alpha)$.

Tabelle zur Berechnung der mittleren Leistung (Gleichung 6.4). Im Innern der Tabelle stehen die Werte von $G_k(\alpha) = 1/k \cdot \gamma(1/k, \alpha^k)$ in Abhängigkeit von α und k . Die Spalte ganz links enthält die α -Werte, die Kopfzeile die k -Werte.

	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.05	0.049	0.049	0.049	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
0.10	0.095	0.096	0.097	0.098	0.098	0.099	0.099	0.099	0.099	0.100	0.100
0.15	0.139	0.141	0.143	0.145	0.146	0.147	0.147	0.148	0.148	0.149	0.149
0.20	0.181	0.185	0.187	0.190	0.192	0.193	0.194	0.195	0.196	0.197	0.197
0.25	0.221	0.226	0.230	0.233	0.236	0.238	0.240	0.241	0.243	0.244	0.245
0.30	0.259	0.265	0.270	0.274	0.278	0.281	0.284	0.286	0.288	0.290	0.291
0.35	0.295	0.303	0.309	0.314	0.319	0.323	0.326	0.329	0.332	0.334	0.336
0.40	0.330	0.338	0.345	0.352	0.358	0.363	0.367	0.371	0.374	0.377	0.380
0.45	0.362	0.372	0.380	0.388	0.395	0.400	0.406	0.410	0.414	0.418	0.421
0.50	0.393	0.404	0.414	0.422	0.430	0.436	0.443	0.448	0.453	0.457	0.461
0.55	0.423	0.435	0.445	0.455	0.463	0.471	0.478	0.484	0.489	0.495	0.499
0.60	0.451	0.464	0.475	0.485	0.495	0.503	0.511	0.518	0.524	0.530	0.535
0.65	0.478	0.491	0.503	0.514	0.524	0.533	0.542	0.550	0.557	0.563	0.569
0.70	0.503	0.517	0.530	0.542	0.552	0.562	0.571	0.579	0.587	0.594	0.601
0.75	0.528	0.542	0.555	0.568	0.579	0.589	0.599	0.608	0.616	0.623	0.630
0.80	0.551	0.566	0.579	0.592	0.604	0.614	0.624	0.634	0.642	0.650	0.658
0.85	0.573	0.588	0.602	0.615	0.627	0.638	0.648	0.658	0.667	0.675	0.683
0.90	0.593	0.609	0.623	0.637	0.649	0.660	0.671	0.681	0.690	0.698	0.706
0.95	0.613	0.629	0.643	0.657	0.669	0.681	0.691	0.701	0.711	0.719	0.727
1.00	0.632	0.648	0.662	0.676	0.688	0.700	0.711	0.721	0.730	0.739	0.747
1.05	0.650	0.666	0.680	0.694	0.706	0.718	0.728	0.738	0.747	0.756	0.764
1.10	0.667	0.683	0.697	0.710	0.723	0.734	0.744	0.754	0.763	0.772	0.780
1.15	0.683	0.699	0.713	0.726	0.738	0.749	0.759	0.769	0.778	0.786	0.794
1.20	0.699	0.714	0.728	0.740	0.752	0.763	0.773	0.782	0.791	0.799	0.807
1.25	0.713	0.728	0.742	0.754	0.765	0.776	0.786	0.795	0.803	0.811	0.818
1.30	0.727	0.742	0.755	0.767	0.778	0.788	0.797	0.806	0.814	0.821	0.828
1.35	0.741	0.755	0.767	0.779	0.789	0.799	0.808	0.816	0.823	0.830	0.836
1.40	0.753	0.767	0.779	0.790	0.800	0.809	0.817	0.825	0.832	0.838	0.844
1.45	0.765	0.778	0.790	0.800	0.809	0.818	0.826	0.833	0.839	0.845	0.851

Tabelle B.7. Tabelle für $G_k(\alpha)$ (Fortsetzung).

	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
1.50	0.777	0.789	0.800	0.809	0.818	0.826	0.833	0.840	0.846	0.851	0.856
1.55	0.788	0.799	0.809	0.818	0.826	0.834	0.840	0.846	0.852	0.857	0.861
1.60	0.798	0.809	0.818	0.826	0.834	0.841	0.847	0.852	0.857	0.861	0.865
1.65	0.808	0.818	0.826	0.834	0.841	0.847	0.852	0.857	0.861	0.865	0.869
1.70	0.817	0.826	0.834	0.841	0.847	0.853	0.857	0.862	0.865	0.869	0.872
1.75	0.826	0.834	0.842	0.848	0.853	0.858	0.862	0.866	0.869	0.872	0.874
1.80	0.835	0.842	0.848	0.854	0.859	0.863	0.866	0.869	0.872	0.874	0.877
1.85	0.843	0.849	0.855	0.859	0.863	0.867	0.870	0.872	0.875	0.877	0.878
1.90	0.850	0.856	0.861	0.865	0.868	0.871	0.873	0.875	0.877	0.878	0.880
1.95	0.858	0.862	0.866	0.869	0.872	0.874	0.876	0.877	0.879	0.880	0.881
2.00	0.865	0.868	0.872	0.874	0.876	0.877	0.878	0.879	0.880	0.881	0.882
2.05	0.871	0.874	0.876	0.878	0.879	0.880	0.881	0.881	0.882	0.882	0.883
2.10	0.878	0.880	0.881	0.882	0.882	0.883	0.883	0.883	0.883	0.883	0.884
2.15	0.884	0.885	0.885	0.885	0.885	0.885	0.885	0.884	0.884	0.884	0.884
2.20	0.889	0.889	0.889	0.888	0.888	0.887	0.886	0.885	0.885	0.885	0.885
2.25	0.895	0.894	0.893	0.891	0.890	0.889	0.887	0.886	0.886	0.885	0.885
2.30	0.900	0.898	0.896	0.894	0.892	0.890	0.889	0.887	0.886	0.886	0.885
2.35	0.905	0.902	0.899	0.897	0.894	0.892	0.890	0.888	0.887	0.886	0.885
2.40	0.909	0.906	0.902	0.899	0.896	0.893	0.891	0.889	0.887	0.886	0.886
2.45	0.914	0.909	0.905	0.901	0.897	0.894	0.891	0.889	0.888	0.886	0.886
2.50	0.918	0.913	0.908	0.903	0.899	0.895	0.892	0.890	0.888	0.887	0.886
2.55	0.922	0.916	0.910	0.905	0.900	0.896	0.893	0.890	0.888	0.887	0.886
2.60	0.926	0.919	0.912	0.906	0.901	0.897	0.893	0.890	0.888	0.887	0.886
2.65	0.929	0.922	0.914	0.908	0.902	0.898	0.894	0.891	0.889	0.887	0.886
2.70	0.933	0.924	0.916	0.909	0.903	0.898	0.894	0.891	0.889	0.887	0.886
2.75	0.936	0.927	0.918	0.911	0.904	0.899	0.895	0.891	0.889	0.887	0.886
2.80	0.939	0.929	0.920	0.912	0.905	0.899	0.895	0.891	0.889	0.887	0.886
2.85	0.942	0.931	0.921	0.913	0.906	0.900	0.895	0.892	0.889	0.887	0.886
2.90	0.945	0.933	0.923	0.914	0.906	0.900	0.895	0.892	0.889	0.887	0.886
2.95	0.948	0.935	0.924	0.915	0.907	0.900	0.895	0.892	0.889	0.887	0.886
3.00	0.950	0.937	0.925	0.915	0.907	0.901	0.896	0.892	0.889	0.887	0.886
3.05	0.953	0.939	0.926	0.916	0.908	0.901	0.896	0.892	0.889	0.887	0.886
3.10	0.955	0.940	0.927	0.917	0.908	0.901	0.896	0.892	0.889	0.887	0.886
3.15	0.957	0.942	0.928	0.917	0.908	0.901	0.896	0.892	0.889	0.887	0.886
3.20	0.959	0.943	0.929	0.918	0.909	0.902	0.896	0.892	0.889	0.887	0.886
∞	1.000	0.965	0.941	0.924	0.911	0.903	0.897	0.892	0.889	0.887	0.886

Tabelle B.7. Tabelle für $G_k(\alpha)$ (Fortsetzung).

	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.05	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
0.10	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
0.15	0.149	0.149	0.149	0.149	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150
0.20	0.197	0.198	0.198	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.200	0.200
0.25	0.245	0.246	0.246	0.247	0.247	0.248	0.248	0.248	0.249	0.249	0.249
0.30	0.291	0.292	0.294	0.294	0.295	0.296	0.296	0.297	0.297	0.298	0.298
0.35	0.336	0.338	0.339	0.341	0.342	0.343	0.344	0.345	0.345	0.346	0.346
0.40	0.380	0.382	0.384	0.386	0.387	0.389	0.390	0.391	0.392	0.393	0.394
0.45	0.421	0.424	0.427	0.429	0.431	0.433	0.435	0.436	0.438	0.439	0.440
0.50	0.461	0.465	0.468	0.471	0.474	0.476	0.478	0.480	0.482	0.483	0.485
0.55	0.499	0.503	0.507	0.511	0.514	0.517	0.520	0.522	0.524	0.526	0.528
0.60	0.535	0.540	0.544	0.549	0.552	0.556	0.559	0.562	0.565	0.567	0.570
0.65	0.569	0.574	0.580	0.584	0.589	0.593	0.596	0.600	0.603	0.606	0.609
0.70	0.601	0.607	0.612	0.618	0.622	0.627	0.631	0.635	0.639	0.642	0.645
0.75	0.630	0.637	0.643	0.649	0.654	0.659	0.664	0.668	0.672	0.676	0.680
0.80	0.658	0.665	0.671	0.677	0.683	0.688	0.693	0.698	0.703	0.707	0.711
0.85	0.683	0.690	0.697	0.704	0.710	0.715	0.721	0.726	0.731	0.735	0.739
0.90	0.706	0.714	0.721	0.728	0.734	0.740	0.745	0.751	0.756	0.761	0.765
0.95	0.727	0.735	0.742	0.749	0.756	0.762	0.767	0.773	0.778	0.783	0.788
1.00	0.747	0.755	0.762	0.769	0.775	0.781	0.787	0.793	0.798	0.803	0.808
1.05	0.764	0.772	0.779	0.786	0.792	0.799	0.804	0.810	0.815	0.820	0.825
1.10	0.780	0.788	0.795	0.801	0.808	0.814	0.819	0.825	0.830	0.834	0.839
1.15	0.794	0.801	0.808	0.815	0.821	0.827	0.832	0.837	0.842	0.847	0.851
1.20	0.807	0.814	0.820	0.827	0.832	0.838	0.843	0.848	0.852	0.857	0.861
1.25	0.818	0.825	0.831	0.837	0.842	0.847	0.852	0.857	0.861	0.865	0.869
1.30	0.828	0.834	0.840	0.845	0.851	0.855	0.860	0.864	0.868	0.872	0.875
1.35	0.836	0.842	0.848	0.853	0.858	0.862	0.866	0.870	0.874	0.877	0.880
1.40	0.844	0.849	0.854	0.859	0.863	0.867	0.871	0.875	0.878	0.881	0.884
1.45	0.851	0.856	0.860	0.864	0.868	0.872	0.875	0.878	0.881	0.884	0.887

Tabelle B.7. Tabelle für $G_k(\alpha)$ (Fortsetzung).

	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
1.50	0.856	0.861	0.865	0.869	0.872	0.875	0.878	0.881	0.884	0.886	0.889
1.55	0.861	0.865	0.869	0.872	0.875	0.878	0.881	0.883	0.886	0.888	0.890
1.60	0.865	0.869	0.872	0.875	0.878	0.881	0.883	0.885	0.887	0.889	0.891
1.65	0.869	0.872	0.875	0.878	0.880	0.882	0.884	0.886	0.888	0.890	0.892
1.70	0.872	0.875	0.877	0.879	0.882	0.884	0.885	0.887	0.889	0.891	0.892
1.75	0.874	0.877	0.879	0.881	0.883	0.885	0.886	0.888	0.889	0.891	0.893
1.80	0.877	0.879	0.880	0.882	0.884	0.885	0.887	0.888	0.890	0.891	0.893
1.85	0.878	0.880	0.882	0.883	0.884	0.886	0.887	0.889	0.890	0.891	0.893
1.90	0.880	0.881	0.883	0.884	0.885	0.886	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
1.95	0.881	0.882	0.883	0.884	0.885	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.00	0.882	0.883	0.884	0.885	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.05	0.883	0.884	0.884	0.885	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.10	0.884	0.884	0.885	0.885	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.15	0.884	0.884	0.885	0.885	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.20	0.885	0.885	0.885	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.25	0.885	0.885	0.885	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.30	0.885	0.885	0.885	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.35	0.885	0.885	0.885	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.40	0.886	0.885	0.885	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.45	0.886	0.885	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.50	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.55	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.60	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.65	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.70	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.75	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.80	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.85	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.90	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
2.95	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
3.00	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
3.05	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
3.10	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
3.15	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
3.20	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893
∞	0.886	0.886	0.886	0.886	0.886	0.887	0.888	0.889	0.890	0.892	0.893

Tabelle B.7. Tabelle für $G_k(\alpha)$ (Fortsetzung).

	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0
0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.05	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
0.10	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100	0.100
0.15	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150
0.20	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
0.25	0.249	0.249	0.249	0.249	0.249	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250	0.250
0.30	0.298	0.298	0.298	0.299	0.299	0.299	0.299	0.299	0.299	0.299	0.300
0.35	0.346	0.347	0.347	0.347	0.348	0.348	0.348	0.348	0.349	0.349	0.349
0.40	0.394	0.394	0.395	0.396	0.396	0.396	0.397	0.397	0.397	0.398	0.398
0.45	0.440	0.441	0.442	0.443	0.443	0.444	0.445	0.445	0.446	0.446	0.446
0.50	0.485	0.486	0.487	0.489	0.490	0.490	0.491	0.492	0.493	0.493	0.494
0.55	0.528	0.530	0.531	0.533	0.534	0.535	0.537	0.538	0.539	0.539	0.540
0.60	0.570	0.572	0.574	0.575	0.577	0.579	0.580	0.582	0.583	0.584	0.585
0.65	0.609	0.611	0.614	0.616	0.618	0.620	0.622	0.623	0.625	0.627	0.628
0.70	0.645	0.648	0.651	0.654	0.656	0.659	0.661	0.663	0.665	0.667	0.669
0.75	0.680	0.683	0.686	0.689	0.692	0.695	0.697	0.700	0.702	0.704	0.706
0.80	0.711	0.715	0.718	0.722	0.725	0.728	0.731	0.734	0.736	0.739	0.741
0.85	0.739	0.744	0.747	0.751	0.755	0.758	0.761	0.764	0.767	0.770	0.773
0.90	0.765	0.769	0.774	0.777	0.781	0.785	0.788	0.791	0.795	0.798	0.801
0.95	0.788	0.792	0.796	0.801	0.804	0.808	0.812	0.815	0.818	0.822	0.825
1.00	0.808	0.812	0.816	0.820	0.824	0.828	0.832	0.835	0.839	0.842	0.845
1.05	0.825	0.829	0.833	0.837	0.841	0.845	0.849	0.852	0.855	0.858	0.861
1.10	0.839	0.843	0.847	0.851	0.855	0.859	0.862	0.866	0.869	0.872	0.875
1.15	0.851	0.855	0.859	0.863	0.866	0.870	0.873	0.876	0.879	0.882	0.885
1.20	0.861	0.865	0.868	0.872	0.875	0.878	0.881	0.884	0.887	0.890	0.892
1.25	0.869	0.872	0.876	0.879	0.882	0.885	0.888	0.890	0.893	0.895	0.897
1.30	0.875	0.878	0.882	0.884	0.887	0.890	0.892	0.895	0.897	0.899	0.901
1.35	0.880	0.883	0.886	0.888	0.891	0.893	0.896	0.898	0.900	0.902	0.903
1.40	0.884	0.886	0.889	0.891	0.894	0.896	0.898	0.900	0.901	0.903	0.905
1.45	0.887	0.889	0.891	0.893	0.895	0.897	0.899	0.901	0.902	0.904	0.906

Tabelle B.7. Tabelle für $G_k(\alpha)$ (Fortsetzung).

	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0
1.50	0.889	0.891	0.893	0.895	0.897	0.898	0.900	0.902	0.903	0.905	0.906
1.55	0.890	0.892	0.894	0.896	0.897	0.899	0.900	0.902	0.903	0.905	0.906
1.60	0.891	0.893	0.895	0.896	0.898	0.899	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
1.65	0.892	0.893	0.895	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
1.70	0.892	0.894	0.895	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
1.75	0.893	0.894	0.895	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
1.80	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
1.85	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
1.90	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
1.95	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.00	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.05	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.10	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.15	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.20	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.25	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.30	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.35	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.40	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.45	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.50	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.55	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.60	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.65	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.70	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.75	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.80	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.85	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.90	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
2.95	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
3.00	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
3.05	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
3.10	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
3.15	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
3.20	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906
∞	0.893	0.894	0.896	0.897	0.898	0.900	0.901	0.902	0.904	0.905	0.906

Anhang C

Auswahlkriterien und Fragebogen

Im folgenden werden die Originalkriterien offengelegt, die bei der Auswahl der Stationen und Datensätze für diese Studie herangezogen wurden. Die hochgestellten Ziffern im folgenden Text verweisen auf Fußnoten, die in Abschnitt C.5 erläutert sind.

C.1 Anforderungen an die Daten

Als Eingangsdaten für die vorliegende Analyse wurden Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und -richtung, des Wolkenbedeckungsgrades und der Wolkenhöhe verwendet, die eine Periode von ungefähr 10 Jahren überdecken. Dabei wurde verlangt, daß jedes Teilnehmerland Daten solcher Qualität für eine Reihe sorgfältig ausgewählter Beobachtungsstationen zur Verfügung stellen sollte. Gleichzeitig sollte die Bedingung erfüllt sein, daß jede Fläche 250×250 Quadratkilometer von ein bis vier Stationen besetzt sein müsse, von denen die besten auf der Grundlage der nachfolgenden Kriterien ausgewählt werden sollten.

Der Erfolg der gesamten Analyse hängt stark von der Qualität der Winddaten ab. Diese Qualität wiederum ist nur gegeben, wenn die unmittelbare Umgebung des Anemometers homogen ist und keine größeren orographischen Hindernisse innerhalb von 50-100km¹⁾ liegen.

Die Erfahrung zeigt, daß eine klare Aussage über die Qualität der Daten einer Station nur gemacht werden kann, wenn das für die Datenerfassung und die Instrumentenwartung verantwortliche Personal befragt wird, möglichst im Verlauf eines Besuchs beim Meßstandort. Das Ausfüllen des in Abschnitt C.3 wiedergegebenen Fragebogens sollte bei einem solchen Besuch gemeinsam erfolgen.

C.2 Anforderungsprofil bei der Auswahl der Windbeobachtungsstationen

1. Hindernisfreie Umgebung und Standort des Anemometers so, daß die Strömung nicht beeinflußt ist durch nahestehende Bäume, Gebäude oder sonstige Objekte. Die Umgebung sollte hinreichend flach oder nur sanft hügelig sein, so daß lokale Beschleunigungen aufgrund der Orographie ausgeschlossen sind. Sollte es sich nicht vermeiden lassen, eine Station zu berücksichtigen, die nicht frei von Abschirmungseffekten durch Hindernisse oder orographische Strömungsbeeinflussung ist, so ist eine eingehende Beschreibung des Anemometerstandorts und seiner Umgebung unabdingbar (Punkt 10 des Fragebogens). Dies trifft generell auf alle Anemometer zu, die entweder auf einem Gebäude angebracht sind oder deren Abstand zu einem großen Gebäude weniger als 30 Gebäudehöhen beträgt.
2. In einem Umkreis von 1-2 km sollte das Gelände (in jedem von 4-8 Richtungssektoren)) homogen in Bezug auf Vegetation und Landnutzung (Rauheitslänge) sein. Ist dies nicht der Fall, so sollte nur ein²⁾ klar definierbarer Übergang dieser Parameter innerhalb dieses Umkreises vorliegen. Treten aber mehrere solcher Übergänge in den Oberflächenparametern auf, so mindert dies die Qualität der Eingangsdaten für die Analyse.
3. In einem weiteren Umkreis als 2 km werden die Anforderungen bezüglich der Geländehomogenität weniger kritisch, allerdings sollten keine größeren Geländestrukturen im Umkreis von etwa 50 km vorkommen. Stellt sich heraus, daß die Strömung in der Umgebung des Anemometers durch nahegelegene orographische Hindernisse beeinflußt ist, sollte der entsprechende Standort nicht berücksichtigt werden³⁾.
4. Die Datenaufzeichnung sollte ohne Unterbrechung im Abstand von höchstens 3 Stunden erfolgen. Die Winddaten sollten über Intervalle von 10 Minuten bis zu einer Stunde gemittelt sein.
5. Ausreichend lange Meßreihen der fraglichen Parameter (siehe weiter unten) müssen verfügbar sein, möglichst über einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren. Kurze Unterbrechungen etwa wegen eines Geräteauswechsels sollten dabei kein Ausschlußkriterium sein, sofern die Station ansonsten einwandfreie Daten liefert.
Der Erfassungszeitraum von mindestens 10 Jahren sollte die Periode 1970-1981 mitumfassen.
6. Verfügbarkeit von Beobachtungen zum Wolkenbedeckungsgrad zusätzlich zu Daten der Windgeschwindigkeit und -richtung, damit ein Stabilitätsindex⁴⁾ berechnet werden kann.

C.3 Fragebogen für Windbeobachtungsstationen

1. Stationsname
2. Land
3. Ort (möglichst mit Angabe von geographischer Länge und Breite)
4. Dauer der Beobachtungsreihe (Anfangs- und Endzeit)
5. Ist die Station mit einer automatischen Datenaufzeichnungsanlage für den mittleren Wind sowie für Windrichtung und -geschwindigkeit ausgerüstet? Beschreiben Sie die Instrumentierung oder machen Sie einige Angaben über den praktischen Ablauf der Beobachtungen (z.B. Verarbeitung von Lochstreifen etc.)
6. Weitere Angaben zur Station (z.B. zum praktischen Ablauf der Beobachtung oder Umsetzung von Geräten während der Beobachtungsperiode).
7. Mittelungszeitraum für die Windgeschwindigkeit (Minuten)
8. Aufzeichnungsrate für jeden Parameter in Minuten
9. Höhe des Anemometers über Grund (Meter)
10. Beschreibung der Aufstellung des Anemometers: Wenn möglich sollte eine Serie von Photographien zur Verfügung gestellt werden, auf denen der meteorologische Mast zu erkennen ist; außerdem eine Reihe von sich überlappenden Bildern von der Umgebung, wie sie sich vom Mast aus in allen Richtungen präsentiert. Eine Skizze von der Umgebung bis zu einer Entfernung von 2 km vom Mast sollte ebenfalls zur Verfügung stehen. Sie sollte so detailliert als möglich größere Gebäude, Geländeart (Gras, Wald, etc.) enthalten. Bei Flughäfen eignet sich die ICAO-Karte von der Umgebung. Alle bedeutenden Objekte in einer Entfernung von bis zu 5 km sollten erfaßt werden. Dienlich ist auch eine Karte mit orographischen Details bis zu einer Entfernung von 100 km um die Station⁵⁾.
11. Weiteres Informationsmaterial zu den Daten, deren Qualität und Format.

C.4 Aufmachung der Datensätze

1. Getrennte Beschreibung des Meßstandorts gemäß Fragebogen einschließlich möglicher Korrekturfaktoren zur Berücksichtigung der Exposition.
2. Magnetbänder mit Zeitreihen der Daten von den verschiedenen Stationen in Folge sollten folgende Information enthalten:

Stationsnummer (integer nnn)

Zeit mit Angabe von Jahr, Monat, Tag, Stunde (GMT) (integer: yymm-ddhh)

Windgeschwindigkeit in 0.1 m s^{-1} (integer: uuu)

Windrichtung in Grad (integer: DDD)

Temperatur in $0.1^\circ \text{ Celsius}$ (integer: $\pm TTT$)⁶⁾

Wolkenbedeckung in Achteln (integer: N)⁶⁾

Wolkenuntergrenze in 100-Fuß-Schritten (integer: CCC)⁶⁾

Expositions-Korrekturfaktor (sofern vorhanden) in Prozent (integer: EEE)⁶⁾

Die Daten sollten mindestens 10 Jahre umfassen, unbedingt aber mehr als drei Jahre. Alle drei Stunden sollte ein Datensatz zur Verfügung stehen, die Windgeschwindigkeit sollte 10-Minuten Mittelwerte repräsentieren. Lücken in den Daten sollten durch *'s aufgefüllt und dadurch kenntlich gemacht werden. Jeder Datenrecord sollte folgendes Format haben:

yymmddhhuuDDD \pm TTTNCCCEE

Die Bänder sollten folgenden Merkmalen genügen:

800 oder 1600 bpi

9 tracks

odd parity

feste Recordlänge (fixed record length) (25 characters)

feste Blocklänge (fixed block length)

EBCDIC oder ASCII code

C.5 Kommentare zu Auswahlkriterien und Fragebogen

Berichtigungen und Änderungen an den Auswahlkriterien und am Fragebogen während der Studie sind im folgenden aufgelistet. Hauptgründe für Korrekturen waren die Aufnahme von Stationen in orographisch gegliedertem Gelände sowie Änderungen an den Modellen des Windatlas.

Die erste Auswahl von Stationen für die Studie ergab 50 Stationen, die den Kriterien weitestgehend entsprachen. In der nächsten Runde entsprachen viele Stationen nicht mehr allen Kriterien. Einige wurden ausgewählt, um die Dichte des Beobachtungsnetzes zu verbessern, andere um Windstatistiken in kompliziertem Gelände zu veranschaulichen oder um Anwendbarkeit und Grenzen der Windatlas-Methoden testen zu können.

- 1) Wenn große oder nahegelegene orographische Strukturen in der Nähe einer Station gegeben sind, wurde die Station den Geländeklassen 3 bis 5 zugeordnet.
- 2) Das Modell zur Berücksichtigung von Rauigkeitssprüngen wurde für bis zu 10 Rauigkeitssprünge pro Sektor erweitert.
- 3) Wie unter 1).
- 4) Wolkenbedeckungsgrade wurden in der endgültigen Version des Modells nicht mehr benutzt.
- 5) Es wurde verlangt, daß die Karten entweder den Maßstab 1:25 000 oder 1:50 000 haben sollten.
- 6) Faktoren zur Korrektur von Temperatur, Wolkenbedeckung, Wolkenuntergrenze und Exposition wurden in der letzten Modellversion nicht berücksichtigt.

Anhang D

Die Datendiskette

Die Hauptergebnisse der Windatlasstudie – die repräsentativen Regionalstatistiken des Windes an allen Stationen – sind auf einer Floppy-Disk im Buchrücken des Atlas gespeichert. Die Diskette enthält weiterhin die Daten für die Windgeschwindigkeit in Form von Histogrammen. Der Inhalt der Diskette ist in mehrere Subdirectories mit den Daten der einzelnen EG-Länder unterteilt. Diese Unterdateien sind in folgender Weise nach einem Ländercode benannt:

B	Belgien	GB	Großbritannien
D	Deutschland	GR	Griechenland
DK	Dänemark	I	Italien
E	Spanien	L	Luxemburg
EI	Irland	NL	Niederlande
F	Frankreich	P	Portugal

Auch die Statistiken der Radiosondendaten aller Länder sind in Subdirectories mit dem Namen RS abgespeichert.

Bei der Floppy-disk handelt es sich um eine doppelseitige Standarddiskette mit 1.2 MB-Speicherkapazität (high-density). Sie kann mit jedem IBM Personal Computer (PC, XT oder AT) oder einem kompatiblen System mit PC-DOS oder MS-DOS Betriebssystem und entsprechendem Laufwerk gelesen werden.¹

Die Windatlas-Daten sind als sequentielle ASCII-Files mit der Namens Erweiterung LIB gespeichert, sie enthalten 48 Zeilen/Records Information. Die Inhalte eines Files sind schematisch in Tabelle D.1 aufgelistet.

Die Rohdaten sind gleichfalls als sequentielle ASCII-Files mit der Namens Erweiterung TAB abgespeichert. Die Inhalte eines Histogramms sind schematisch in Tabelle D.2 dargestellt.

¹IBM PC, PC/XT und PC/AT, und PC-DOS sind geschützte Markenzeichen von International Business Machines, Inc. MS-DOS ist ein geschütztes Markenzeichen von Microsoft, Inc.

Tabelle D.1. Inhalt eines Windatlas-Datenfiles. Die Parameter A und k der Weibull-Verteilung hängen von vier Rauigkeits-Klassen und fünf Höhen in jedem von zwölf Sektoren und von der Gesamtverteilung ab

Zeile	Inhalt
1	Character string zur Bezeichnung von File/Station
2	Zahl der Rauigkeitsklassen, Höhen und Sektoren: 4 5 12
3	Die Standard-Rauigkeitsklassen: 0.0002, 0.03, 0.1 und 0.4 [m]
4	Die Standardhöhen über Grund: 10, 25, 50, 100, 200 [m] über Grund
5	Eintritts-Frequenzen für Rauhigkeitsklasse 0
6	Weibull A Parameter für 10 m [ms^{-1}]
7	Weibull k Parameter für 10 m
8-9	Weibull A und k Parameter für 25 m
10-11	Weibull A und k Parameter für 50 m
12-13	Weibull A und k Parameter für 100 m
14-15	Weibull A und k Parameter für 200 m
16-26	Wie Zeilen 5-15, aber für Rauhigkeitsklasse 1
27-37	Wie Zeilen 5-15, aber für Rauhigkeitsklasse 2
38-48	Wie Zeilen 5-15, aber für Rauhigkeitsklasse 3

Tabelle D.2. Inhalt eines Histogramm-Files.

Zeile	Inhalt
1	Character string zur Bezeichnung des Histogramm-Files
2	Breite, Länge und Anemometerhöhe
3	Zahl der Sektoren, Skalierungsfaktor für die Windgeschwindigkeit, und Abweichung für die Richtung
4	Eintritts-Frequenzen in Prozent des Windes in den verschiedenen Sektoren
5–	Zeile 5 und folgende enthalten die klimatologische Tabelle, wobei jede Zeile eine Windgeschwindigkeitsklasse enthält. Als erstes ist die Obergrenze der jeweiligen Klasse gegeben, gefolgt von den Eintritts-Frequenzen dieser Klasse in den einzelnen Sektor und insgesamt. Maximal sind 50 Windgeschwindigkeitsklassen aufgeführt. Die Frequenzen sind sektorweise normalisiert.